



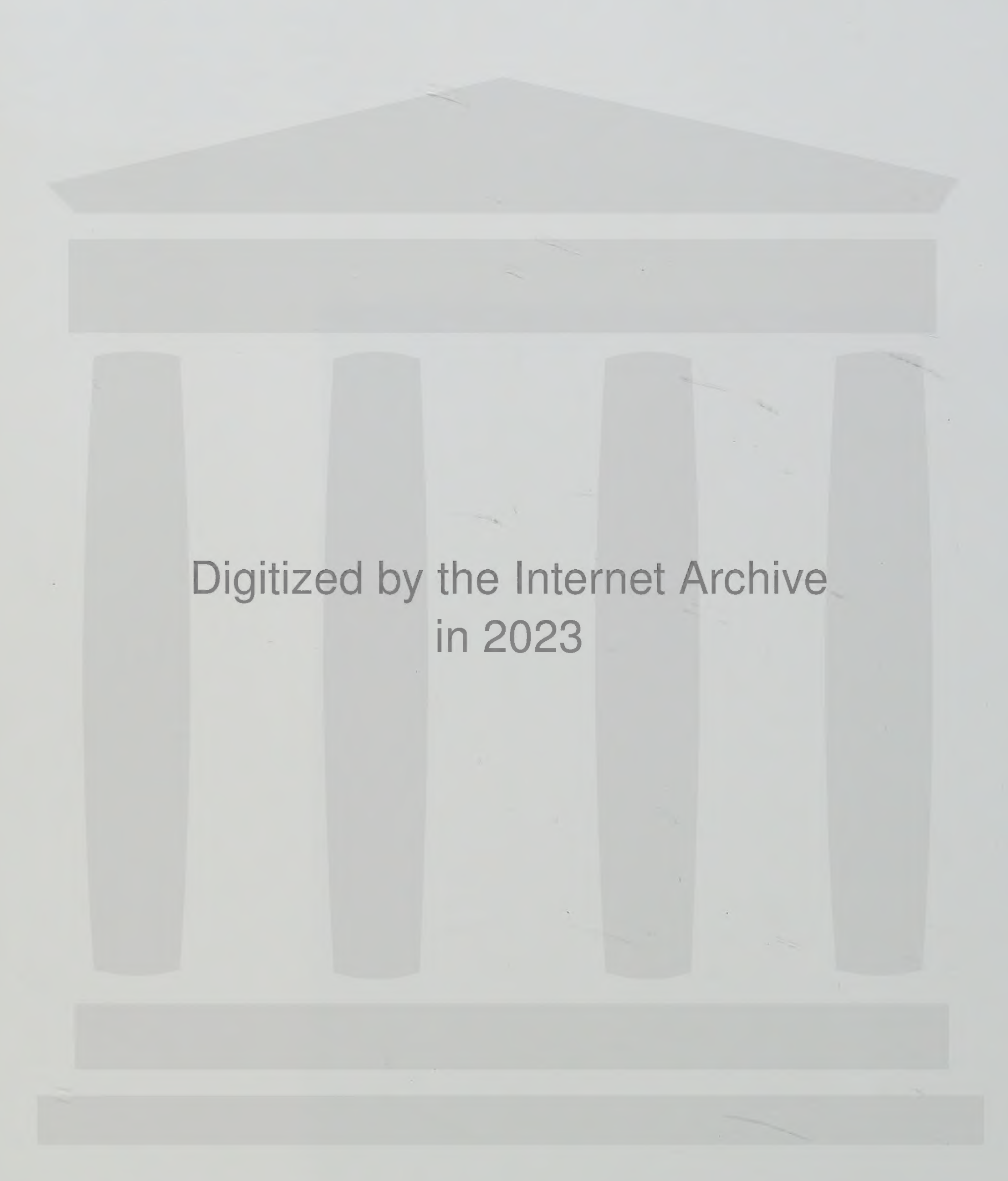
VOLUME **5** NUMÉRO **3**

REVUE ÉDITÉE PAR LES LABORATOIRES D'ÉLECTRONIQUE ET DE PHYSIQUE APPLIQU

Conversion directe
de l'énergie solaire en énergie électrique

ACTA ELECTRONICA
REVUE TRIMESTRIELLE
DIRECTEUR - GÉRANT : P. MARCHET
RÉDACTRICE EN CHEF : Mlle A. LE BOULC'H
SECRÉTAIRE DE RÉDACTION : Mlle Y. PISSON
RÉDACTION - ADMINISTRATION
23, RUE DU RETRAIT, PARIS-XXe - ☎ MÉN. 80-45
C.C.P. PARIS 7677-49 - R.C. SEINE 57 B 12.133
ABONNEMENT : 4 NUMÉROS — 20 NF.

Dans ce numéro :



La conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique

Fonctionnement et rendement des cellules solaires photovoltaïques

F. Desvignes

LABORATOIRES D'ÉLECTRONIQUE
ET DE PHYSIQUE APPLIQUÉE

Sommaire

On évoque les problèmes économiques relatifs à l'utilisation de l'énergie solaire et on examine le cas particulier de la conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique. Après un bref rappel des principales propriétés des jonctions p - n, on analyse le fonctionnement des cellules photovoltaïques : on montre que la formation de paires " électron-trou " provoquée par l'absorption des photons incidents dépend du saut d'énergie du semiconducteur et on étudie l'efficacité de collection des charges minoritaires en fonction de la profondeur à laquelle s'effectue la libération des paires et de l'énergie des photons.

On définit ensuite le rendement d'une jonction, on détermine les conditions optimales de fonctionnement de la cellule et on évalue les pertes de rendement dues à la résistance série (résistance des contacts et résistance du semiconducteur répartie dans les régions n et p). Les calculs présentés dans cet exposé sont appliqués au cas d'une cellule solaire au silicium pour laquelle on compare les résultats théoriques et expérimentaux.

On indique enfin les possibilités d'orientation des recherches qui permettraient d'améliorer les performances de ces cellules.



1. Généralités sur la conversion de l'énergie solaire

La domestication de l'énergie solaire est un des vieux rêves de l'humanité : bien avant que le mot énergie ait pris le sens que la Physique lui donne aujourd'hui, les hommes ont essayé d'utiliser la chaleur et la lumière solaire à toutes sortes de fins : les publications des chercheurs du XVIIIe et du XIXe siècle en donnent de nombreux exemples. Dans presque toutes les nations, des organismes dépendant de l'État et de nombreux établissements industriels sont chargés d'étudier et de développer des procédés permettant de résoudre les problèmes énergétiques que posent la mise en valeur des régions tropicales insuffisamment développées et — depuis quelques années — l'exploitation des engins spatiaux.
Nous allons essayer de faire le point de la situation actuelle, en précisant les problèmes à résoudre et en examinant les possibilités aujourd'hui prospectées.

Problèmes relatifs à l'utilisation de l'énergie solaire

Une forme donnée d'énergie peut être considérée comme intéressante dans trois cas :

1) son prix de revient à l'utilisation — c'est-à-dire compte tenu des nécessités éventuelles de stockage, transport, distribution et mise en œuvre — est inférieur à celui de toutes les autres formes qui lui sont concurrentes;

2) ses qualités, pour certaines utilisations, sont irremplaçables;

3) en un lieu déterminé, elle est la seule qui permette un approvisionnement convenable.

Il est évident que le premier cas, seul, est susceptible de donner lieu à un débouché industriel digne de ce nom. Mais il ne faut cependant pas négliger les deux autres cas qui correspondent à des applications dont le nombre va croissant et qui, en favorisant l'industrialisation des procédés connus, permettent de perfectionner ces procédés et d'en imaginer d'autres.

Les deux derniers cas sont assez bien illustrés par le développement des fours solaires et par celui des cellules photovoltaïques. Le haut potentiel du rayonnement solaire est utilisé dans les fours pour des traitements à très haute température (plus de 3 000 °C) dans des conditions chimiques jusqu'alors irréalisables. Les cellules solaires permettent l'approvisionnement continu en énergie des systèmes de mesure et de radiocommunications qui équipent les satellites artificiels dans des conditions de poids, d'encombrement, de sécurité et de longévité irréalisables par tous les autres procédés connus.
Parce qu'elles sont spectaculaires ou étonnantes, ces applications ont fait l'objet d'une certaine publicité, mais elles n'affecteront jamais notre vie de tous les jours. Par contre, toutes les applications se rapportant au premier cas représentent une valeur économique considérable, car elles peuvent toucher une proportion relativement importante de la population du globe. Aussi, des recherches sont menées dans de nombreux pays sur les possibilités d'utilisation industrielle et domestique de l'énergie solaire, en dépit de l'incertitude qui règne encore sur sa rentabilité.

L'homme utilise l'énergie sous cinq formes principales classées ci-dessous dans l'ordre d'importance quantitative décroissante :

— Energie calorifique (usages domestiques : chauffage des locaux, cuisson des aliments, eaux de lavage; usages industriels : métallurgie, textiles, matériaux de construction, chimie);
— Energie chimique (aliments, industries chimiques, métallurgiques);
— Energie mécanique (transports, façonnages) ;
— Energie électrique (électrochimie, télécommunications);
— Energie lumineuse (éclairage).

De plus, il sait transformer une forme d'énergie en une autre avec un rendement plus ou moins élevé, ce qui lui permet d'utiliser pour chacune de ces fins les formes *primaires* d'énergie suivantes, indistinctement :

— Energie calorifique (géothermique, maréthermique);
— Energie chimique (houille, pétrole, déchets végétaux);
— Energie mécanique (hydraulique, marémotrice);
— Energie lumineuse (solaire);
— Energie nucléaire.

En réalité, pour des raisons économiques, dans le sens énergétique ou monétaire de ce terme (les deux sens ne sont pas nécessairement équivalents ici), les transformations utilisées ne sont pas indifférentes ; elles dépendent de considérations

— physiques : rendements, possibilités de stockage, de transport, de distribution;
— économiques : densité de peuplement, prix des différentes formes d'énergie primaire, de la transformation et de la distribution; ces considérations économiques conduisent en général à des conclusions variables d'un pays à l'autre;
— pratiques : commodité d'emploi des différentes formes d'énergie distribuées;
— politiques : possibilités d'échanges entre pays politiquement indépendants.

Dans les régions tempérées (latitudes comprises entre 40 et 70°), où la densité de population est élevée par suite de la richesse agricole, et où le développement industriel est avancé, le coût relatif des réseaux de transport d'énergie (lignes électriques, gazoducs, oléoducs, voies ferrées ou navigables, routes) est assez faible pour que les centres de transformation d'énergie les plus avantageux soient relativement peu nombreux, dotés de convertisseurs à grande puissance, et localisés dans les sites les plus favorables. Ces centres utilisent une énergie primaire (charbon, chutes d'eau, chaleur terrestre, pétrole brut, gaz naturel) qu'ils transforment en une forme secondaire avantageuse à transporter et à distribuer (électricité, essences, butane, ...) qui sera à son tour le plus souvent transformée une seconde fois.
Dans les régions tropicales (latitudes inférieures à 40°), semi-arides ou arides, plus pauvres sur le plan agricole, la population est généralement plus clairsemée. Sauf dans quelques sites très peu étendus, économiquement importants par suite de la proximité de voies de communications (ports) et surtout de richesses minières, le développement industriel de ces régions est très peu avancé : mauvaises routes, peu ou pas de voies ferrées, pas de transport d'énergie.

Les ressources financières de ces régions, par habitant et a fortiori par unité de superficie, sont infiniment plus faibles que dans les zones tempérées : même si le problème de l'investissement ne se posait pas, leur équipement énergétique, selon les techniques utilisées dans les pays à climat tempéré, serait déraisonnable pour plusieurs raisons :

— l'amortissement des installations (centres de transformation et réseaux de transport) devrait se faire sur des quantités d'énergie consommées beaucoup plus petites et, par suite, conduirait à un prix de l'énergie prohibitif;
— les ressources en énergie primaire de ces régions sont généralement très différentes de celles des régions tempérées (pas de chutes d'eau, peu de gisements de charbon connus).

Deux faits sont donc évidents : dans les contrées étendues, à faible densité de population, à activités agricoles et artisanales, le prix de l'énergie sera plus élevé que dans les régions industrielles très peuplées ; les centres de transformation seront beaucoup plus petits, et les réseaux de distribution peu étendus.
Dans tous les pays qui sont dans cette situation, les gouvernements font un effort pour développer et diffuser des équipements permettant d'utiliser les ressources locales d'énergie primaire avec des moyens économiques à l'échelle des communautés aussi petites que le village et même la famille, ce qui permettrait pratiquement d'éliminer le problème du transport ou de la distribution.
Dans les pays tropicaux, l'énergie solaire est probablement la plus séduisante pour résoudre ces problèmes ; c'est certainement dans ces régions que l'énergie solaire a le plus de chances d'être utilisée pour des applications domestiques intéressant l'ensemble de la population.
Dans les régions tempérées, l'énergie reçue chaque jour par le sol (surface horizontale) est très variable suivant la saison. Entre 40 et 52° de latitude, on trouve que l'énergie journalière est minimale au voisinage du solstice d'hiver (0,35 à 0,7 kWh · m^{-2}), et maximale au printemps et en été (5 à 6 kWh · m^{-2}, moyennes mensuelles). Ces différences saisonnières très profondes sont dues surtout aux variations de la nébulosité, mais aussi aux variations de la durée du jour et, à un degré moindre, de l'obliquité des rayons solaires. Dans les régions tropicales, les variations saisonnières sont beaucoup plus faibles, et l'on peut compter sur des énergies journalières comprises entre 4 et 8 kWh · m^{-2} sur l'ensemble de l'année.
Le rapport 10, que ces chiffres indiquent entre les énergies journalières reçues dans ces deux types de régions pendant la « mauvaise » saison, montre que, pour obtenir une puissance moyenne donnée, il faudrait un « collecteur solaire » d'une superficie dix fois plus grande dans la région tempérée que dans la région tropicale, avec un dispositif de stockage permettant d'amortir les différences de distribution dans le temps, entre la fourniture et la demande, sur une période d'un mois. Cette valeur numérique n'est pas tout à fait exacte, car l'orientation du collecteur correspondant à la rentabilité optimale est généralement très différente de l'horizontale dans les régions tempérées, si bien que le rapport effectif n'est sans doute que de l'ordre de 5. Il en découle que, si un procédé de conversion de l'énergie solaire se révèle intéressant sur le plan strictement économique, c'est avant tout dans des régions tropicales que l'on peut envisager son exploitation.

Pour certaines applications, les procédés actuels de conversion de l'énergie solaire présentent déjà un intérêt économique incontestable; ce sont celles qui impliquent la production de chaleur à température modérée ($<$ 130 °C) sans nécessiter de stockage à

long terme : chauffage des eaux de lavage, climatisation des locaux, cuisson des aliments. Les équipements correspondants, pour des énergies journalières faibles (quelques centaines de kilowatts-heure au maximum), conduisent à des investissements peu supérieurs à ceux que nécessitent des appareils traditionnels utilisant des combustibles tels que le charbon, le mazout ou le gaz. Ils sont amortissables en quelques mois d'utilisation par la seule économie de combustible que leur emploi représente, même dans des régions à latitude relativement élevée (40° par exemple). De tels appareils ne nécessitent ni une surveillance particulière, ni un entretien difficile. Dans les régions dont le développement économique n'a guère évolué depuis des siècles, la diffusion de ces équipements est contrariée par un certain nombre de faits :

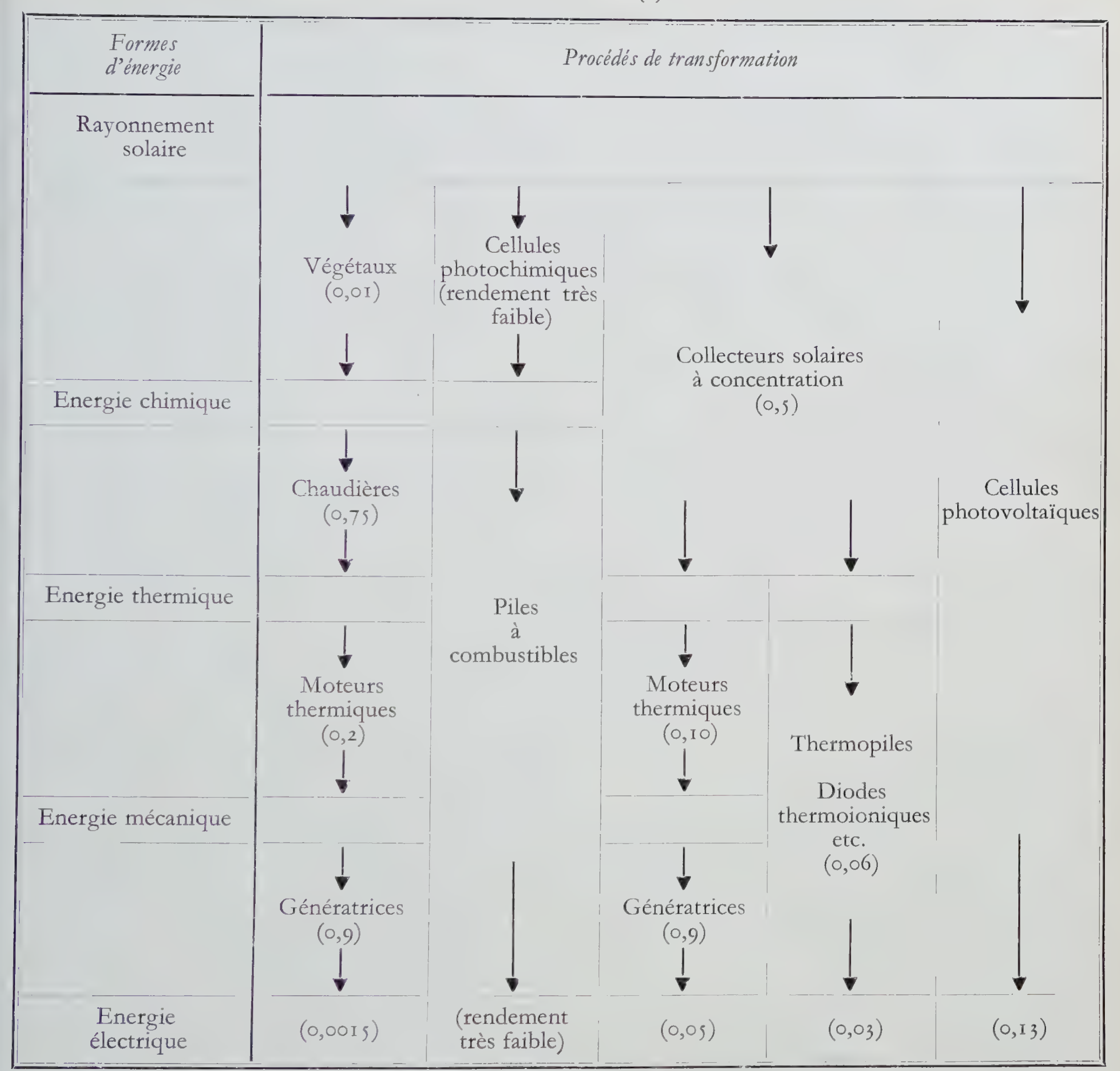
— le problème de l'investissement;
— l'apathie des utilisateurs éventuels, le problème de leur éducation;
— la difficulté de se débarrasser de certaines coutumes.

Pour d'autres applications, au contraire, on est amené à utiliser des dispositifs de conversion (parmi lesquels figurent les cellules solaires) dont l'exploitation est plus onéreuse que celle des équipements correspondant à d'autres modes de production d'énergie électrique. Leur utilisation ne peut être envisagée que pour des usages professionnels pour lesquels le problème de la sécurité de fonctionnement est plus important que celui des investissements. Pour certains de ces dispositifs, le prix de revient et les investissements correspondant à leur mise en œuvre pourraient être fortement abaissés grâce à l'emploi de matières premières moins onéreuses ou mieux adaptées, la mise au point de techniques de fabrication plus simples et l'industrialisation plus poussée de la production.
Comme les possibilités financières d'importation sont très limitées dans les contrées intéressées, il faudrait donc, pour la fabrication de ces dispositifs, avoir recours à la main-d'œuvre locale et utiliser des matières premières indigènes. Mais cela implique l'implantation d'une industrie chimique très évoluée qui ne pourrait probablement pas se justifier par ce seul débouché, même si l'on parvient à produire des cellules solaires à un prix qui en permette une large diffusion.
Sur le plan de l'utilisation, l'énergie solaire est caractérisée par une qualité : son haut potentiel, et par deux défauts : sa dispersion et son intermittence. L'intermittence impose, dans la plupart des cas, l'utilisation d'un dispositif de stockage dont le prix vient s'ajouter à celui du convertisseur d'énergie proprement dit ; dans les régions tropicales à très faible nébulosité, on peut le plus souvent se contenter d'une capacité de stockage correspondant à un, deux ou trois jours de consommation ; si la nébulosité est forte, cette capacité pourra atteindre une semaine ou plus. La dispersion est à la fois un avantage et un inconvénient : dans une région déterminée, l'énergie est disponible en tous points de la surface du sol avec la même intensité; en revanche, la superficie des collecteurs de rayonnement devra être proportionnelle à la puissance désirée. Si le prix de l'installation croît à peu près comme l'aire du collecteur (prix des accessoires fixes très inférieur à celui des collecteurs), il y aura intérêt à utiliser un grand nombre de petits équipements, afin de réduire au minimum le transport de l'énergie convertie : on ne conçoit guère aujourd'hui de systèmes de convertisseurs solaires dont la puissance instantanée soit supérieure à quelques dizaines de kilowatts.

Procédés de transformation de l'énergie solaire en énergie électrique

Jusqu'ici, nous avons considéré les problèmes généraux de l'utilisation de l'énergie solaire. Nous allons maintenant examiner le cas particulier de la transformation de l'énergie solaire en énergie électrique. On sait plus ou moins bien transformer directement l'énergie solaire en énergies chimique, thermique et électrique. Bien qu'il soit toujours possible de passer d'une forme d'énergie à l'autre pour obtenir un résultat déterminé, on cherche évidemment à utiliser le procédé le moins onéreux, c'est-à-dire celui qui, pour une puissance fournie spécifiée, conduit au minimum de dépenses, compte tenu de l'amortissement de l'investissement, des frais d'entretien et de réparation. Nous avons résumé schématiquement, dans la *Table* 1, les procédés de conversion qui, selon les idées actuelles, pourront être en compétition. Les chiffres indiqués entre parenthèses donnent les ordres de grandeur des rendements de chaque phase de la transformation; ceux de la dernière ligne représentent le rendement global obtenu dans chaque cas : ils correspondent approximativement aux valeurs les plus élevées atteintes actuellement.
Les procédés qui utilisent l'état chimique comme intermédiaire peuvent permettre le stockage à long terme de l'énergie, sans perte supplémentaire de rendement; en revanche, ils ont, pour l'instant, un rendement déplorable.
Dans cette table, nous avons omis toute estimation du coût probable; la Conférence des Nations Unies sur les Sources Nouvelles d'Energie, tenue à Rome en août 1961, qui devait traiter des problèmes économiques, n'a pas apporté sur ce point beaucoup d'informations. Il est vrai que, mis à part quelques

Table 1 (*)



(*) d'*après* V.A. Baum : *Prospects for the Application of Solar Energy, and some Research Results in the U.S.S.R.* (*Proceedings of the World Symposium on Applied Solar Energy, Phoenix*, 1-5 *nov.* 1955, *pp.* 289-298).

procédés assurant la conversion en énergie thermique à basse température, les réalisations actuelles émanent d'établissements de recherches : il est difficile d'évaluer le prix des équipements dont la production industrielle n'a pas été envisagée et qui ne paraissent pas, à première vue, apporter une solution satisfaisante aux problèmes économiques à résoudre.

Il semble admis, aujourd'hui, que les procédés qui permettraient de produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire préalablement transformée en chaleur ne puissent être intéressants qu'à condition d'utiliser, pour la phase intermédiaire, de hautes températures. Cela implique l'emploi de collecteurs à concentration (miroirs paraboliques, cylindro-paraboliques, coniques, pyramidaux, ...) associés à des dispositifs d'orientation plus ou moins précis. Au contraire, les cellules photovoltaïques paraissent se trouver dans les conditions optimales de fonc-

tionnement pour des éclairements de l'ordre de grandeur de celui qui est donné par le soleil, et à des températures de préférence inférieures à 50 °C : il semble que l'emploi de concentrateurs, dans ce cas, n'apporte pas un avantage considérable.

Puisque l'énergie fournie par le soleil est gratuite, on peut estimer que le coût de l'électricité obtenue par sa conversion correspond aux frais d'équipement qui comprennent :

— l'investissement (convertisseur proprement dit, terrains occupés, infrastructure supportant les convertisseurs, systèmes éventuels d'orientation, dispositifs de connexion et de stockage);
— les frais annexes (entretien, réparations) qui peuvent être relativement élevés lorsque l'installation comporte, par exemple, des concentrateurs ou des machines tournantes.

Pour un investissement par unité de puissance donné, les cellules solaires sont plus avantageuses que les convertisseurs thermiques : leurs frais d'entretien sont beaucoup plus faibles (peu ou pas de concentration, orientation simplifiée) et leur longévité (matériaux chimiquement stables, fonctionnement à basse température) permet d'étaler l'amortissement sur une période assez grande. En revanche, l'absence de concentrateurs implique l'emploi de convertisseurs photoélectriques couvrant de grandes superficies et utilisant, actuellement, des matériaux et des techniques relativement onéreux.

Sur les possibilités d'avenir de ces deux solutions, les opinions sont partagées. A notre avis, il est probable que, dans l'état actuel des techniques, les dispositifs thermoélectriques à concentrateurs conduisent à des investissements sensiblement moins élevés que les systèmes photoélectriques. Toutefois, en tenant compte d'une part du problème économique réel (amortissement et entretien) et, d'autre part, des possibilités technologiques encore pratiquement inexplorées des cellules photovoltaïques, nous pensons que le procédé de conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique conserve toutes ses chances de surclasser les autres modes de conversion.

Notations employées

A : Accepteurs
B : Coefficient dû à la recombinaison superficielle
C : Bande de conduction
D : Constante de diffusion — ou Donneurs
E : Eclairement — ou Energie (niveau)
F : Flux
G : Probabilité de collection
H : Rendement du transfert photons-paires
J : Densité de courant théorique
K : Efficacité de collection
L : Longueur de diffusion
M : Rendement de jonction
N : Concentration de particules
R : Résistance
$\mathcal{R}$: Rendement maximal théorique
$\mathcal{R}'$: Rendement maximal observé
S : Aire
T : Température (absolue)
V : Bande de valence
W : Puissance
a : Abscisse de la frontière *n-d*
b : Abscisse de la frontière *d-p*
c : Epaisseur totale de la cellule
d : Couche de charge d'espace
e : base des logarithmes népériens
g : Largeur de la cellule
h : Constante de Planck
j : Densité de courant réelle
k : Constante de Boltzmann
n : Concentration en électrons
n : Région contenant des donneurs
p : Concentration en trous
p : Région contenant des accepteurs
q : Charge de l'électron
r : Résistance spécifique de la couche
s : Vitesse de recombinaison superficielle
t : Temps
u : Energie d'un photon
v : Différence de potentiel
w : Densité du débit de charge
x : Abscisse
y : Ordonnée

α : Coefficient d'absorption
β : Différence de potentiel
ε : Constante diélectrique ($\varepsilon_0 = 8{,}86 \cdot 10^{-14}\ \mathrm{F \cdot cm^{-1}}$; ε_r : par rapport au vide)
ζ : Niveau de Fermi
ν : Paramètre ayant les dimensions d'une différence de potentiel
ρ : Rendement réel
ψ : Potentiel électrique.

2. Propriétés des jonctions p-n

Les cellules photovoltaïques mettent en œuvre les conséquences de l'effet photoélectrique *interne* lorsque cet effet se produit dans un matériau semiconducteur dans lequel la concentration des impuretés électroniquement actives n'est pas uniforme.

Structure d'une cellule photovoltaïque

Considérons la structure la plus habituelle d'une cellule photovoltaïque.
La partie semiconductrice d'une telle cellule (*fig.* 1) comporte deux régions disposées en couches parallèles : l'une dite *antérieure*, qui reçoit la lumière, est riche en atomes d'impuretés, donneurs d'électrons par exemple (région *n*); l'autre, dite *postérieure*, sera alors riche en atomes d'impuretés accepteurs d'électrons (région *p*). L'ensemble d'une région *n* et d'une région *p*, au sein d'un même échantillon semiconducteur est appelé *jonction.* Chacune de ces deux régions est reliée à une électrode métallique au moyen d'un contact ohmique, c'est-à-dire un contact aux bornes duquel la différence de potentiel est proportionnelle à la densité de courant et possède une valeur faible de préférence.

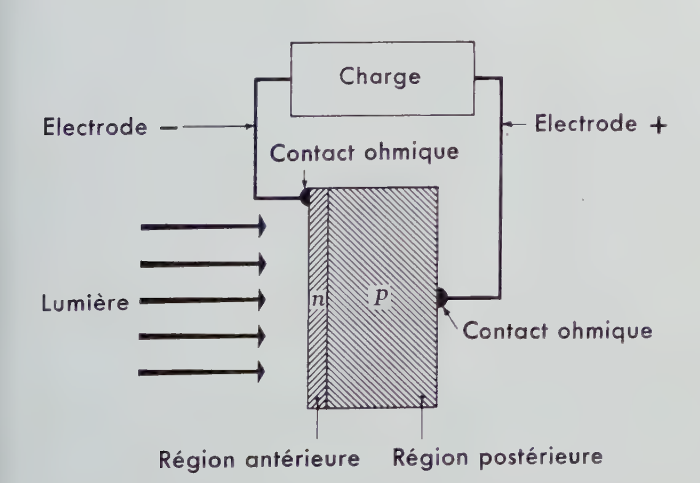


Fig. 1. *Schéma d'une cellule solaire photovoltaïque.*

Etat d'équilibre d'une cellule

A l'état d'équilibre, c'est-à-dire à température uniforme, dans l'obscurité, et en l'absence de différence de potentiel appliquée, il ne circule aucun courant observable entre les deux régions *n* et *p*.

Cependant, entre ces deux régions, les concentrations d'équilibre n_0 des électrons, d'une part, et p_0 des trous, d'autre part, sont très différentes. Si les concentrations N_D des donneurs et N_A des accepteurs sont à la fois grandes devant la concentration intrinsèque n_i des électrons et des trous dans le même semiconducteur pur, et petites devant les concentrations N_C et N_V des états possibles pour les électrons dans les bandes de conduction et de valence, on a :

— pour la région *n* (contenant des donneurs)

$$n_{0n} \simeq N_D \qquad \text{(majoritaire)} \qquad (1)$$

$$p_{0n} \simeq \frac{n_i^2}{N_D} \ll n_{0n} \ \text{(minoritaire)} \qquad (2)$$

— pour la région *p* (contenant des accepteurs)

$$n_{0p} \simeq \frac{n_i^2}{N_A} \ll p_{0p} \ \text{(minoritaire)} \qquad (3)$$

$$p_{0p} \simeq N_A \qquad \text{(majoritaire)} \qquad (4)$$

Pour que les charges majoritaires ne tendent pas à aller par diffusion dans le milieu voisin, où elles sont minoritaires, il est nécessaire qu'il existe entre les deux régions *n* et *p* une différence de potentiel dite de *diffusion* (*fig.* 2) :

$$\psi_n - \psi_p = v_d \ . \qquad (5)$$

La relation :

$$n_i^2 = N_C N_V \, e^{-\frac{\Delta E}{kT}} \qquad (6)$$

donne la concentration intrinsèque n_i en fonction des concentrations effectives N_C et N_V des états possibles pour les électrons dans les bandes de conduction et de valence et de la largeur ΔE de la bande interdite. Compte tenu de cette relation on trouve, dans le domaine de validité des formules (1) à (4) :

$$v_d = \frac{kT}{q} \, ln \, \frac{N_D N_A}{n_i^2} = \frac{\Delta E}{q} - \frac{kT}{q} \, ln \frac{N_C N_V}{N_D N_A} \ . \qquad (7)$$

N_C et N_V étant toujours sensiblement supérieures

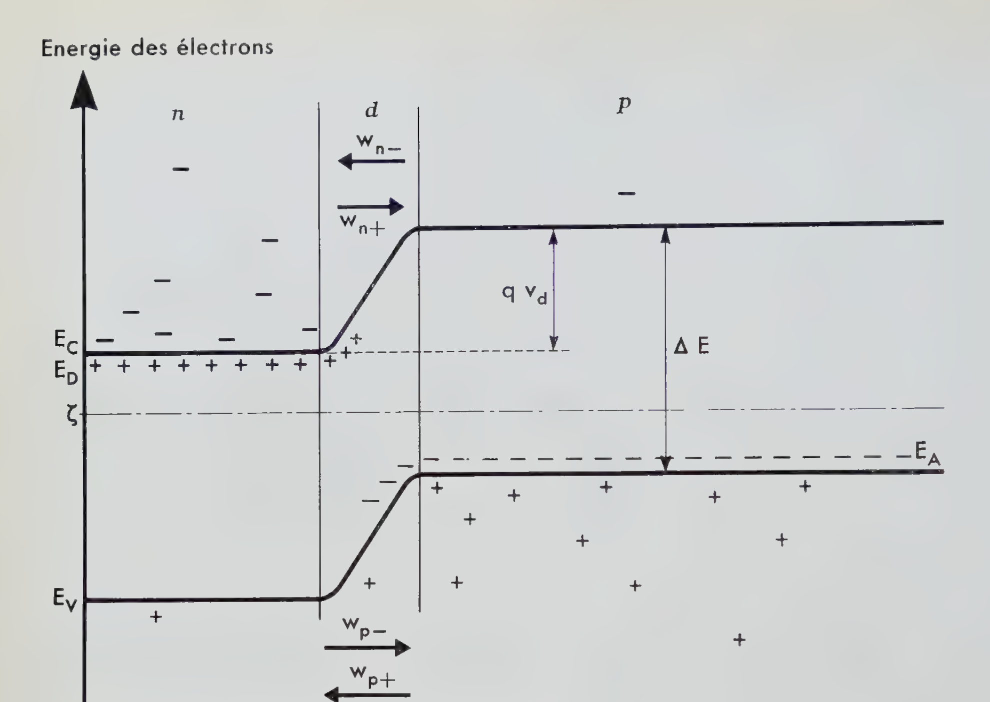


Fig. 2. *Niveaux d'énergie dans une jonction à l'état d'équilibre.*

à N_D et N_A, et dépendant relativement peu de la température, la dernière forme de la relation (7) montre que v_d est un peu inférieur à $\Delta E/q$, et varie peu avec T.

A l'état d'équilibre, le débit w_{n-} des électrons qui vont de la région *p* à la région *n* compense juste le débit w_{n+} des électrons qui passent de *n* en *p* et, de même, les débits des trous w_{p-} et w_{p+} se compensent, si bien qu'aucun courant n'est perceptible dans le circuit extérieur.

Cellules éclairées en court-circuit

Supposons maintenant (*fig.* 3) qu'on éclaire la cellule avec une lumière contenant des photons dont l'énergie u est supérieure à la largeur de la bande interdite. L'absorption de chaque photon par un électron de valence donnera naissance à une paire électron-trou. Si la charge minoritaire parvient, par diffusion, avec ou sans contribution d'un champ électrique, à atteindre la barrière de potentiel, elle sera happée par le champ électrique et passera dans la région où ses congénères sont majoritaires.
Si la cellule est en court-circuit, la différence de potentiel entre les deux régions est inchangée, les débits w_{n-} et w_{p-} sont augmentés de la contribution photoélectrique alors que les débits w_{n+} et w_{p+} sont restés ce qu'ils étaient à l'équilibre.

Si F est le flux de photons absorbés et si tous les porteurs minoritaires libérés sont collectés par la jonction, on trouve que le courant de court-circuit vaut :

$$i_F = -\,qF\ ,$$

avec les conventions de signes utilisées dans la technique des dispositifs à semiconducteur (*fig.* 4).

En pratique, il est intéressant de connaître la relation entre le courant i_F et le flux F reçu : on doit alors tenir compte de diverses causes de pertes de photons (réflexion, transmission, absorptions parasites) et de minoritaires (recombinaisons dans le volume du semiconducteur et aux surfaces libres), si bien que l'on aura une relation de la forme :

$$i_F = -\,q\,KF \tag{8}$$

où le coefficient K, inférieur à l'unité, dépend à la fois de la composition spectrale de la lumière incidente et de la structure géométrique, chimique et cristalline de la cellule.

Cellules polarisées dans l'obscurité

Supposons maintenant que la cellule, placée dans l'obscurité, soit soumise à une polarisation au moyen d'une source d'électricité insérée dans le circuit. La différence de potentiel observable v modifie la hauteur de la barrière de potentiel qui devient :

$$\psi n - \psi p = v_d - v\ . \tag{9}$$

Suivant que v est positif ou négatif (*fig.* 3) les débits positifs (w_{n+} et w_{p+}) sont favorisés ou défavorisés par rapport aux débits négatifs (w_{n-} et w_{p-}) qui restent pratiquement constants : le courant i_v qui

traverse la jonction varie alors avec la différence de potentiel v suivant une loi non linéaire dont la forme générale est donnée sur la *figure* 4.

En polarisation positive, le courant i croît extrêmement vite avec v : les chutes de potentiel dans les contacts et dans le matériau semiconducteur deviennent vite importantes si bien qu'il est pratiquement impossible d'annuler la barrière de potentiel.

Sous éclairement, le courant $- i_F$ qui est pratiquement indépendant de $\psi_n - \psi_p$ (sauf pour $\psi_n - \psi_p < kT/q$) s'ajoute toujours au courant d'obscurité i_V, si bien que la caractéristique courant-tension de la jonction éclairée peut être déduite de la somme de deux termes :

$$i = i_V - i_F \; ; \qquad (10)$$

l'un dépend uniquement de v, l'autre uniquement de F. La courbe « niveau de la mer » de la *figure* 4 représente une telle caractéristique. On constate que, dans le quatrième quadrant, où v est positif et i négatif, la cellule se comporte comme un générateur d'énergie. On voit qu'au point de puissance maximale W_m, le courant débité i_m est inférieur à i_F, et la différence de potentiel v_m est inférieure à la différence de potentiel de circuit ouvert (i = 0), qui est elle-même plus petite que $\Delta E/q$.

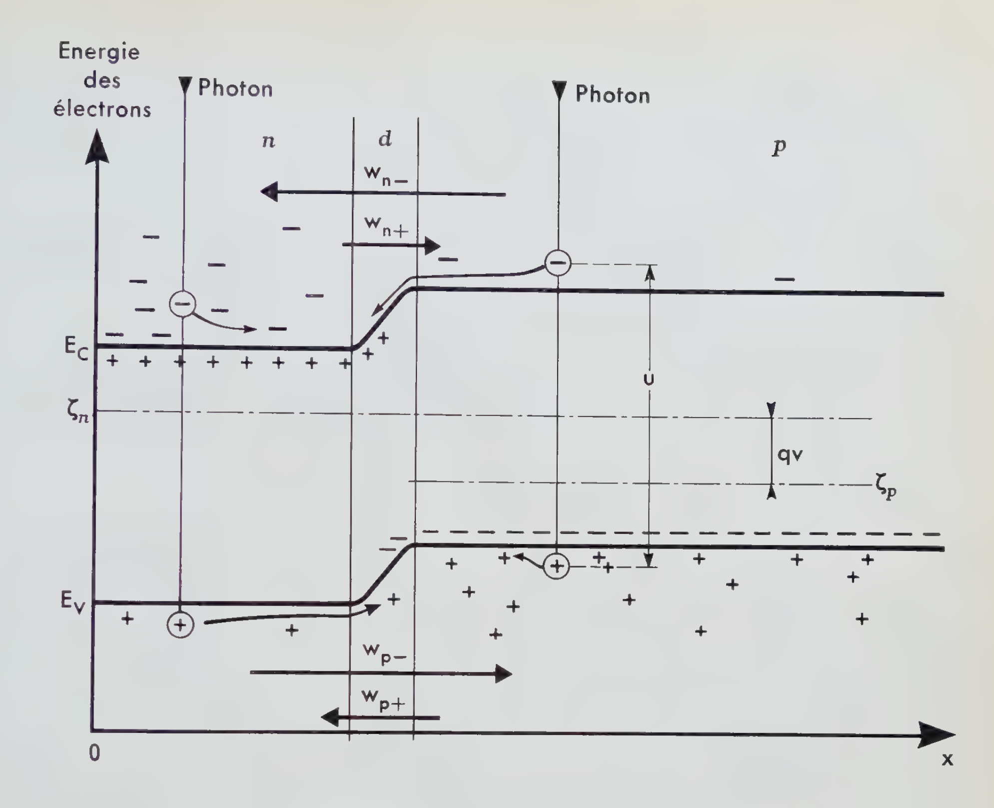


Fig. 3. *Niveaux d'énergie dans une cellule solaire éclairée et débitant dans une charge.*

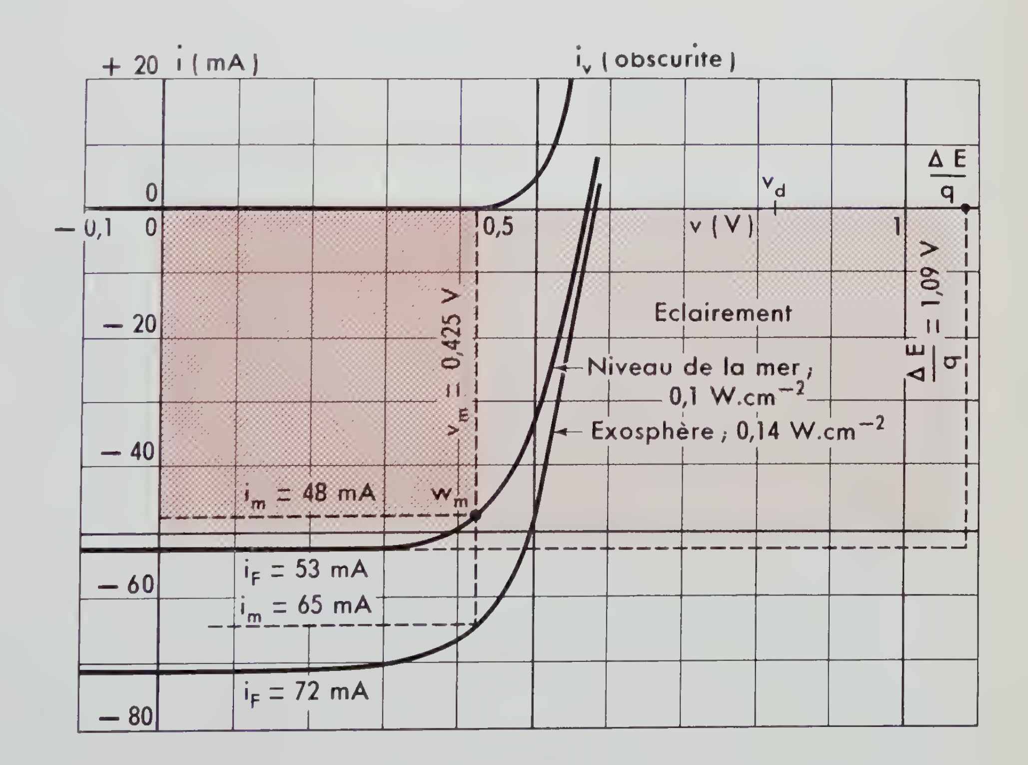


Fig. 4. *Caractéristique courant (i) - tension (v) d'une cellule photoélectrique.*

Cellule au silicium de 15 mm de diamètre à la température de 35 °C. i_V correspond au courant d'obscurité. L'indice F indique que la cellule est éclairée.

Conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique

D'après ce que nous venons de voir, l'étude du transfert de l'énergie des photons à la charge placée dans le circuit extérieur peut être décomposée en trois phases distinctes :

— formation des paires « électron-trou » par absorption des photons;
— diffusion des porteurs minoritaires libérés, jusqu'aux frontières de la couche de charge d'espace;
— transfert de l'énergie des minoritaires (collectés à la barrière de potentiel) à la charge électrique placée dans le circuit extérieur.

Aux pertes mentionnées dans les trois paragraphes précédents, nous devons ajouter celles qui proviennent :

— de la réflexion à la surface de la cellule;
— des résistances intérieures à la cellule, qui sont dues au matériau semiconducteur et aux contacts.

3. Formation des paires « électron-trou »

Une paire « électron-trou » est formée chaque fois qu'un photon cède son énergie à un électron de valence en le faisant passer dans la bande de conduction : cela implique donc que l'énergie u du photon est supérieure à la largeur ΔE de la bande interdite.

Distribution spectrale des photons dans la lumière solaire

Dans le cas d'une lumière complexe à spectre continu comme celle du soleil, on peut toujours représenter la répartition spectrale des photons par une courbe donnant le rapport dF/du du nombre des photons dF à la largeur de bande du, en fonction de l'énergie u. Pour un état stationnaire cette quantité est constante. Si la lumière est uniformément répartie dans un plan, on peut la caractériser, soit par le nombre total de photons reçus par unité de temps (flux F, dans le sens photométrique du terme), soit par le nombre de photons reçus par unité d'aire et de temps; on a alors la mesure E de l'éclairement.

La *figure* 5 représente la distribution spectrale de l'éclairement obtenu :

— au soleil, sur un plan de front, dans l'exosphère;
— au soleil, sur un plan de front, au niveau de la mer;
— avec la lumière d'un corps noir à 5 760 °K.

Ces deux dernières courbes sont établies pour un éclairement de 0,10 W · cm^{-2}.
Le spectre de la lumière du corps noir correspond approximativement à la distribution spectrale relative de la lumière moyenne du jour, dans la région visible (1,7 à 3 eV), au niveau de la mer; cette lumière a servi de lumière conventionnelle pour plu-

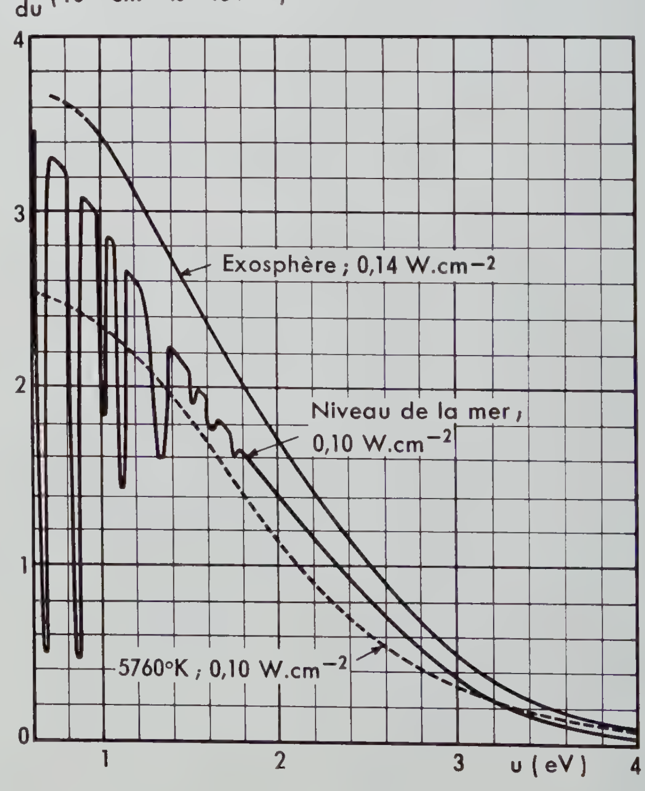


Fig. 5. *Distribution spectrale des photons dans :*
— la lumière solaire au niveau de la mer ;
— la lumière solaire dans l'exosphère ;
— une lumière conventionnelle à la température de couleur 5760 °K.

sieurs études concernant le rendement théorique des cellules photovoltaïques. En réalité, le calcul, effectué à partir des informations expérimentales sur la distribution spectrale de la lumière réelle montre que, pour les cellules solaires réelles au silicium, cette dernière lumière donne un rendement énergétique de 10 à 20 % supérieur à celui que donnerait la lumière conventionnelle; cet écart est dû aux petites différences de répartition spectrale.

Densité maximale du courant photoélectrique

Si l'on admet que les pertes par réflexion et par transmission dans la cellule sont négligeables, que tous les photons absorbés, dont l'énergie u est supérieure à ΔE, donnent une paire « électron-trou », et que toutes les charges minoritaires contribuent au courant photoélectrique, ce courant I_F vaudra :

$$I_F = q \int_{\Delta E}^{\infty} \frac{dF}{du} du \ , \qquad (11)$$

ou, dans le cas d'une géométrie unidimensionnelle, pratiquement valable ici :

$$J_E = q \int_{\Delta E}^{\infty} \frac{dE}{du} du \ , \qquad (12)$$

où J_E représente la densité du courant photoélectrique et E l'éclairement.

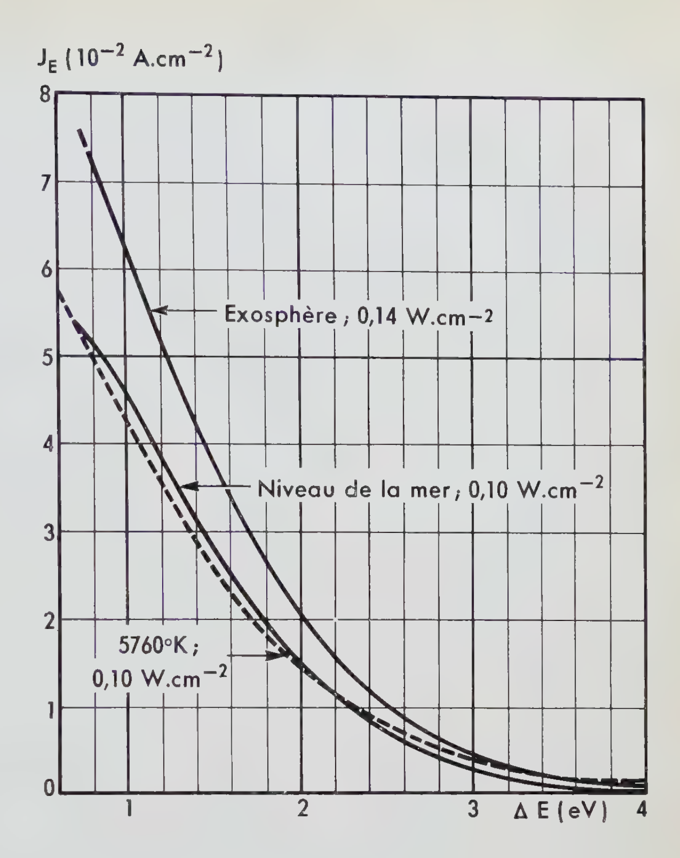


Fig. 6. *Densité maximale J_E du courant photoélectrique dans les cellules solaires, en fonction du saut d'énergie ΔE du semiconducteur.*

La *figure* 6 représente la variation du courant photoélectrique maximal, ainsi calculé, en fonction du saut d'énergie ΔE du matériau semiconducteur.

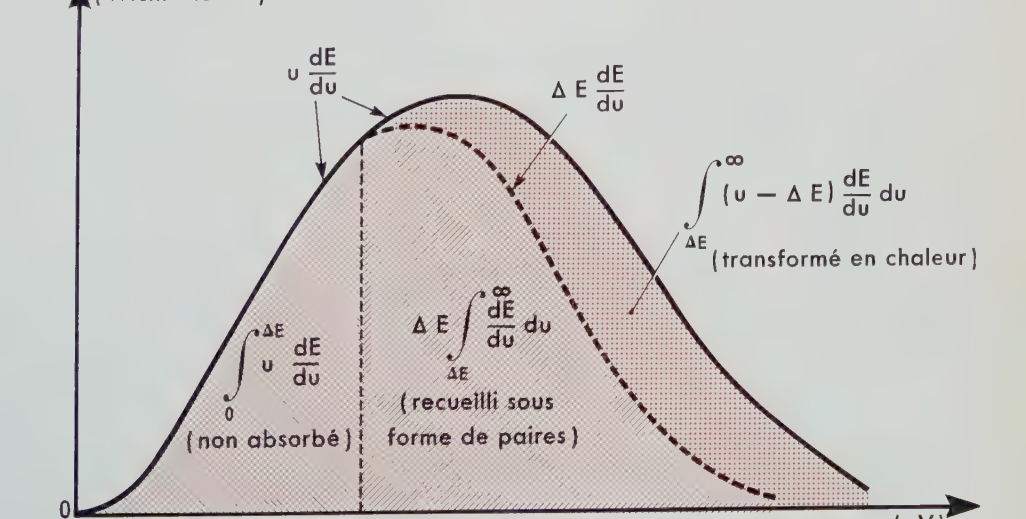


Fig. 7. *Analyse du rendement dans le transfert de l'énergie des photons aux paires « électron-trou ».*

Rendement du transfert photoélectrique

Toute l'énergie des photons absorbés n'est pas utilisée. En effet, si l'énergie u est sensiblement supérieure à ΔE, l'excédent $u - \Delta E$ est cédé à l'électron sous forme d'énergie cinétique, énergie qu'il perd rapidement par collision avec les phonons : cette énergie ne sert qu'à élever la température du cristal : la majorité des électrons libres et des trous se trouve respectivement entre les niveaux $E_C + kT$ et E_C d'une part (*fig.* 2 et 3) et E_V et $E_V - kT$ d'autre part. Il résulte de cette remarque que, quelle que soit l'énergie u du photon, l'énergie recueillie par une paire « électron-trou », n'est guère supérieure à ΔE. Le rendement énergétique du transfert est donc égal à :

$$H = \frac{\Delta E \int_{\Delta E}^{\infty} \frac{dE}{du}\, du}{\int_{0}^{\infty} u \frac{dE}{du}\, du}, \qquad (13)$$

rapport entre la puissance recueillie sous forme de paires à la puissance totale des photons incidents.

La *figure* 7 représente schématiquement les trois aires des courbes u (dE/du) et ΔE (dE/du) définissant :

— la puissance utilisée;
— la puissance perdue par non-absorption;
— la puissance perdue sous forme de chaleur.

La *figure* 8 donne la variation du rendement énergétique H du transfert photon-paires en fonction du saut d'énergie ΔE du semiconducteur, pour les trois lumières définies plus haut. Cette figure montre que, pour le seul point de vue du rendement de transfert, le saut d'énergie ΔE le plus favorable se situe entre 1 et 1,2 eV.

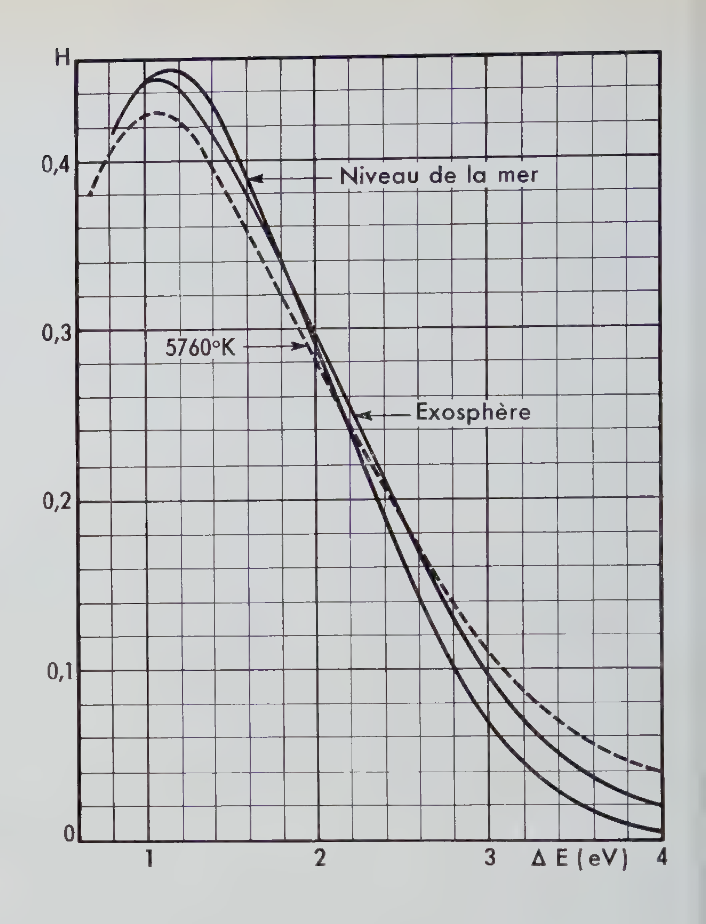


Fig. 8. *Rendement de transfert H en fonction du saut d'énergie ΔE.*

4. Collection des charges minoritaires

Conditions pour qu'une charge minoritaire soit utilisable

La libération d'une paire «électron-trou» est en elle-même incapable de produire un effet électrique puisque la charge totale mise en jeu est nulle : dans les cellules photoconductrices on met en évidence l'apparition des paires en appliquant, dans le cristal semiconducteur, un champ électrique qui oblige les charges positives et négatives à suivre des trajectoires opposées. Dans les cellules photovoltaïques le champ séparateur est le champ interne dû aux variations locales de concentration des impuretés. Tant que la paire reste dans une région homogène, donc en pratique équipotentielle, on n'observe rien; mais si la charge minoritaire atteint la barrière de potentiel, le champ l'oblige à passer dans la région où elle devient majoritaire : on peut recueillir dans

le circuit extérieur une partie de l'énergie que perd cette charge lorsqu'elle descend la barrière de potentiel.
Avant que la charge minoritaire atteigne la barrière de potentiel, elle peut se recombiner avec une charge majoritaire, avec émission d'un photon ou cession de l'énergie ΔE au réseau cristallin : cette paire sera alors totalement perdue pour l'effet photovoltaïque.

Variation de la collection avec la profondeur dans la cellule

La probabilité G pour qu'une charge libérée en un point donné dans le milieu semiconducteur atteigne la jonction avant de se recombiner, ou *probabilité de collection*, dépend du point considéré, des propriétés du matériau semiconducteur et de la structure géométrique de la cellule.
Le problème est assez facile à traiter par les voies mathématiques dans le cas d'une géométrie unidimensionnelle (*fig.* 9) et en supposant que les régions *n* et *p* sont homogènes.

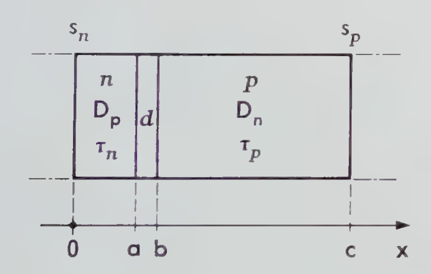


Fig. 9. Conventions relatives à la structure d'une cellule unidimensionnelle.

Si D représente les constantes de diffusion des porteurs minoritaires (D_p dans la région *n* et D_n dans la région *p*), si τ_n et τ_p sont les durées de vie des paires dans chacune des deux régions, et si s_n et s_p sont les vitesses de recombinaison superficielle, on a, en posant :

$$L_n = \sqrt{D_p \tau_n} \quad \text{et} \quad L_p = \sqrt{D_n \tau_p} \ , \qquad (14)$$

— pour la région antérieure *n* (intervalle $0 < x < a$) :

$$G_n = \frac{1}{sh \dfrac{a}{L_n}} \left[\frac{sh \dfrac{a - x}{L_n}}{P_n \, sh \dfrac{a}{L_n} + ch \dfrac{a}{L_n}} + sh \frac{x}{L_n} \right] \qquad (15)$$

— pour la région postérieure *p*, supposée ici très épaisse devant la longueur de diffusion L_p, afin que les minoritaires libérés loin au-delà de la barrière de potentiel conservent toutes leurs chances de revenir à la barrière :

$$G_p = e^{-\frac{x - b}{L_p}} \qquad (16)$$

Dans la couche de charge d'espace *d*, désertée par les charges majoritaires, on peut admettre que la probabilité de collection G_d est égale à l'unité.

Le calcul montre qu'avec les concentrations d'impuretés $N_D \sim 1 \cdot 10^{18}\, cm^{-3}$ et $N_A \sim 2 \cdot 10^{17}\, cm^{-3}$ existant dans les cellules solaires au silicium, l'épaisseur $b - a$ de la région désertée *d* est inférieure à 0,08 μ, c'est-à-dire très petite devant les longueurs de diffusion L_n et L_p commandant les contributions des régions *n* et *p*, longueurs de diffusion qui, dans ces mêmes cellules, sont respectivement de l'ordre de 0,5 et 50 μ.

La *figure* 10a représente la variation de la probabilité de collection G en fonction de la profondeur x dans une cellule solaire au silicium, probabilité calculée avec les valeurs numériques de s_n, L_n, $a \simeq b$, L_p déduites de mesures de sensibilités spectrales dont nous parlerons plus loin, et de mesures géométriques [1].

Pour connaître la probabilité pour qu'un photon du rayonnement solaire donne une charge minoritaire qui atteigne la jonction, il faut encore tenir compte de la distribution spatiale de la probabilité pour qu'un photon soit absorbé, c'est-à-dire pour qu'il donne une paire « électron-trou ».

Pour une lumière monochromatique se propageant selon x, et caractérisée par l'énergie u de ses photons, par exemple, le nombre de photons $-dE$ absorbés dans la tranche d'épaisseur dx par unité d'aire est proportionnel à l'éclairement E_x dans ce plan d'abscisse x, et à l'épaisseur dx :

$$- dE = \alpha_u E_x \, dx \ . \qquad (17)$$

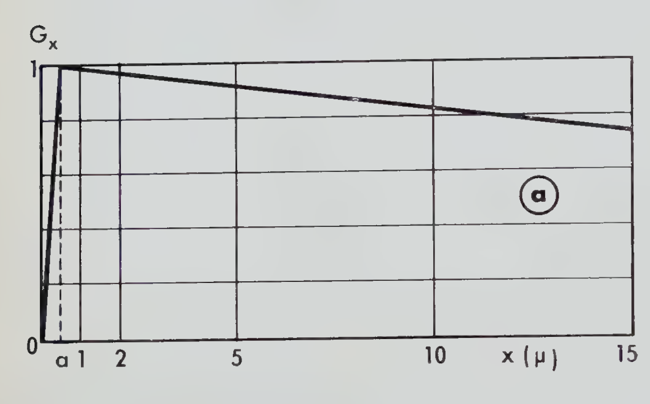
La constante α_u est connue en optique sous le nom de *coefficient d'absorption* : elle dépend beaucoup de l'énergie u des photons. La *figure* 11 représente la variation de α_u avec l'énergie u, pour le silicium pur [2].

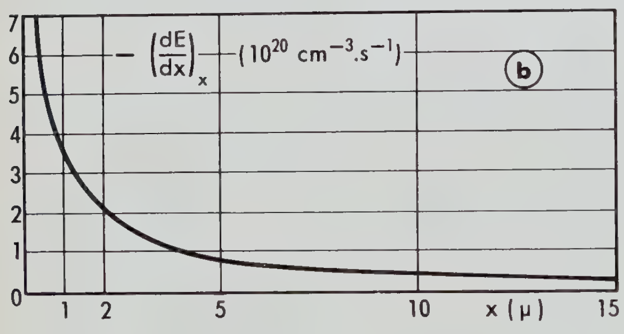
La relation (17) conduit à la variation du nombre de générations photoélectriques par unité de volume et de temps en fonction de x :

$$- \frac{dE_u}{dx} = \alpha_u E_u e^{-\alpha_u x} , \qquad (18)$$

pour des photons d'énergie u, où E_u représente l'éclairement monochromatique incident ; pour une distribution à spectre continu, on a

$$- \frac{d \left(\frac{dE}{du} \right)_u}{dx} = + \alpha_u \left(\frac{dE}{du} \right)_u e^{-\alpha_u x} . \qquad (19)$$





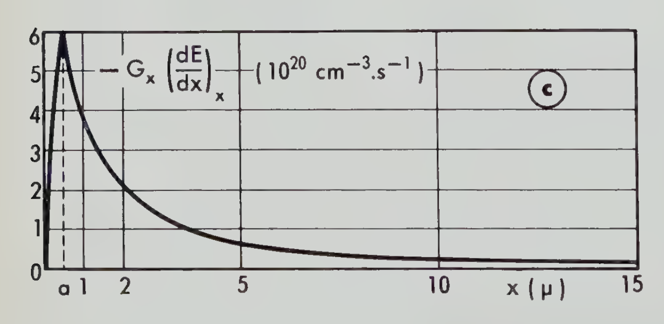


Fig. 10. *Collection des minoritaires en fonction de la profondeur à laquelle les photons sont absorbés.*

a) Probabilité de collection G_x ;

b) Taux de génération $-(dE/dx)_x$;

c) Contribution locale au courant photoélectrique $-(dE/dx)_x G_x$

Pour l'ensemble du spectre on aura alors, pour chaque valeur de x :

$$- \left(\frac{dE}{dx} \right)_x = \int_0^\infty \alpha_u \left(\frac{dE}{du} \right)_u e^{-\alpha_u x} du . \qquad (20)$$

La distribution de la génération selon x peut donc être entièrement calculée à partir de la répartition spectrale de l'éclairement solaire (*fig.* 5) et du coefficient d'absorption α (*fig.* 11). La *figure* 10b représente la distribution ainsi calculée pour la lumière solaire moyenne, au niveau de la mer.

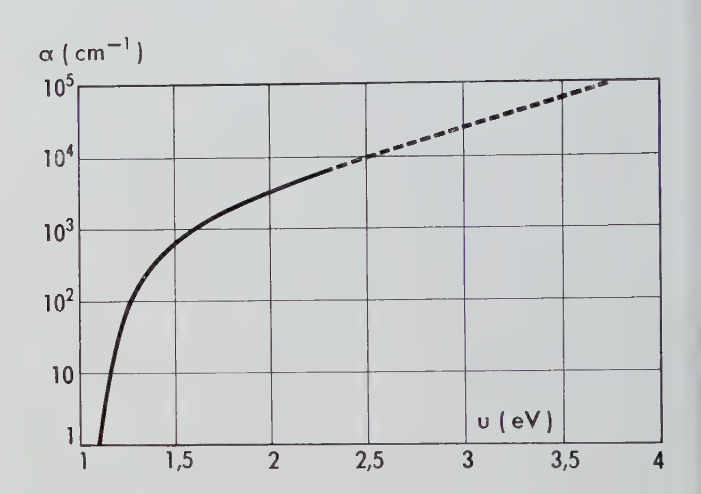


Fig. 11. *Coefficient d'absorption α du silicium en fonction de l'énergie u des photons.*

Si l'on admet que la concentration des paires excédentaires est sans effet sur les coefficients ou constantes qui régissent la recombinaison et la propagation, on peut calculer, à partir des informations précédentes, le nombre de minoritaires d'origine photoélectrique qui atteignent la barrière de potentiel par unité d'aire et de temps ou, en d'autres termes, la densité j_E du courant photoélectrique. Il est facile de voir que cette densité de courant vaut :

$$j_E = q \int_0^c - \frac{dE}{dx} \cdot G_x \, dx . \qquad (21)$$

Dans cette relation on peut distinguer :

— la contribution de la région antérieure :

$$j_{En} = q \int_0^a - \frac{dE}{dx} G_x \, dx \,, \qquad (22)$$

— la contribution de la région postérieure :

$$j_{Ep} = q \int_b^c - \frac{dE}{dx} G_x \, dx \,. \qquad (23)$$

La *figure* 10c représente les variations de la contribution de chaque région :

$$-(dE/dx) \, G_x$$

en fonction de x, courbe dont l'aire est égale au nombre total de charges minoritaires collectées par unité d'aire et de temps.

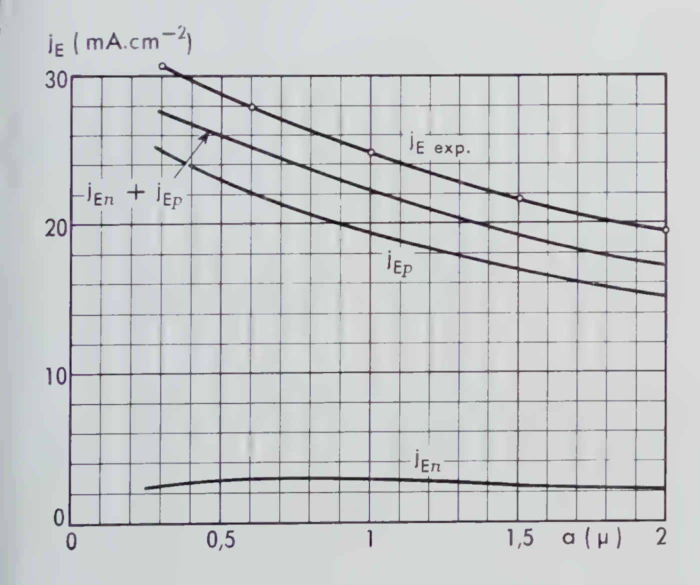


Fig. 12. *Influence de l'épaisseur a de la couche antérieure sur la contribution j_{En}, j_{Ep} à la densité de courant photoélectrique j_E pour une cellule au silicium.*

Ce mode de calcul est intéressant pour examiner l'influence de l'épaisseur a de la couche antérieure sur le courant photoélectrique. La *figure* 12 représente les résultats de tels calculs pour une cellule au silicium éclairée par la lumière solaire moyenne (éclairement 0,1 W · cm^{-2}), cellule dont le matériau est supposé avoir des propriétés (s, τ, D) constantes. Cette figure montre qu'en pratique la contribution de la région antérieure est toujours relativement faible; cela est dû à ce que cette couche, réalisée par diffusion d'impureté *donatrice* (phosphore par exemple, dans le cas considéré ici), est caractérisée par une longueur de diffusion L_n très petite et une vitesse de recombinaison superficielle s_n très grande.

Le rapport entre la densité du courant photoélectrique réellement obtenu, j_E, et la densité de courant maximale théorique J_E représente la probabilité moyenne pour qu'un photon absorbé donne une charge minoritaire recueillie par la barrière de potentiel. Ce rapport :

$$K = \frac{j_E}{J_E} \qquad (24)$$

sera appelé par la suite *efficacité de collection.*

Variation de la collection avec l'énergie des photons

Les modes de raisonnement et de calcul précédents sont sans doute les plus explicites, mais ils ne permettent pas de faire des comparaisons expérimentales profitables. Au contraire, l'étude des variations spectrales de l'efficacité de collection, accessible à l'expérience comme au calcul, permet d'obtenir des renseignements intéressants sur les propriétés des régions *n* et *p*.

Pour un éclairement monochromatique E_u donné, l'efficacité de collection K_u peut être déduite des relations (21) et (24) :

$$K_u = \frac{j_{Eu}}{J_{Eu}} = \frac{\int_0^c - \frac{d E_u}{dx} G_x \, dx}{E_u} \,, \qquad (25)$$

ou, avec (18) :

$$K_u = \int_0^c \alpha_u \, e^{-\alpha_u x} \, G_x \, dx \,. \qquad (26)$$

Si les paramètres de construction de la cellule (s_n, s_p, L_n, L_p, a, b, c) sont connus, il est possible de mettre G_x sous forme d'une équation différentielle dont les conditions aux limites sont connues. Le calcul est relativement simple si les régions *n* et *p* sont homogènes [2] ; avec :

$$P_n = s_n L_n / D_p \qquad \text{et} \qquad P_p = s_p L_p / D_n \ , \tag{27}$$

il conduit, pour les régions *n*, *d* et *p* aux relations :

$$K_n = \frac{(\alpha L_n)^2}{(\alpha L_n)^2 - 1} \left[\frac{1 + \dfrac{P_n}{\alpha L_n}}{ch \dfrac{a}{L_n} + P_n \, sh \dfrac{a}{L_n}} - \left\{ 1 + \frac{1}{\alpha L_n} \frac{P_n \, ch \dfrac{a}{L_n} + sh \dfrac{a}{L_n}}{ch \dfrac{a}{L_n} + P_n \, sh \dfrac{a}{L_n}} \right\} e^{-\alpha a} \right] , \tag{28}$$

$$K_p = \frac{(\alpha L_p)^2}{(\alpha L_p)^2 - 1} \left[\left\{ 1 - \frac{1}{\alpha L_p} \frac{P_p \, ch \dfrac{c-b}{L_p} + sh \dfrac{c-b}{L_p}}{ch \dfrac{c-b}{L_p} + P_p \, sh \dfrac{c-b}{L_p}} \right\} e^{-\alpha b} - \frac{1 - \dfrac{P_p}{\alpha L_p}}{ch \dfrac{c-b}{L_p} + P_p \, sh \dfrac{c-b}{L_p}} e^{-\alpha c} \right] \tag{29}$$

et

$$K_d = 2 \, sh \left(\alpha \, \frac{b - a}{2} \right) e^{-\alpha \frac{b+a}{2}} \ . \tag{30}$$

Pour les cas particuliers où $\alpha L = 1$ il existe des formes-limites différentes des précédentes et, heureusement, il est souvent possible de faire des simplifications lorsque certains termes deviennent très grands, ou négligeables, devant d'autres. Nous n'insisterons pas ici sur ces détails que les lecteurs intéressés pourront trouver dans un article déjà publié [2].

La comparaison entre les réseaux de courbes théoriques et les courbes expérimentales permet d'obtenir des informations sur certaines propriétés des régions *n* et *p* ($a \simeq b$, s_n, L_p) à partir des paramètres déjà connus (D_n, D_p).

Pour les photons dont l'énergie u est peu supérieure à celle du seuil ΔE, le coefficient d'absorption α étant relativement faible, la contribution K_n de la région antérieure est généralement négligeable devant celle K_p de la région postérieure ; cela permet, pour des cellules où $c - b \gg L_p$, d'obtenir facilement une mesure de L_p avec une assez bonne précision (*fig.* 13). La détermination de a peut être faite au moyen de mesures géométriques [1]; dans le cas des cellules au silicium, cette épaisseur, de l'ordre de quelques dixièmes de micron, ne peut guère être connue à mieux que 20 % près. Pour les photons à haute énergie, pour lesquels α est très grand, la contribution de la région postérieure devient relativement petite car la majorité des photons est absorbée près de la surface : la valeur asymptotique de K, lorsqu'on peut la mesurer, donne une relation entre s_n et L_n si a est connu.

La région intermédiaire enfin, par des approximations successives conduisant à ajuster la courbe théorique sur la courbe expérimentale, permet d'achever de déterminer les valeurs de a, L_n et s_n. Pour les cellules au silicium l'accord n'est jamais satisfaisant (*fig.* 13) ; cela peut être, en grande partie, attribué aux faits que la couche antérieure, formée par diffusion d'impuretés, est très loin d'être homogène et qu'elle contient une concentration d'atomes étrangers très importante.

Il y a bien entendu des possibilités de recoupement

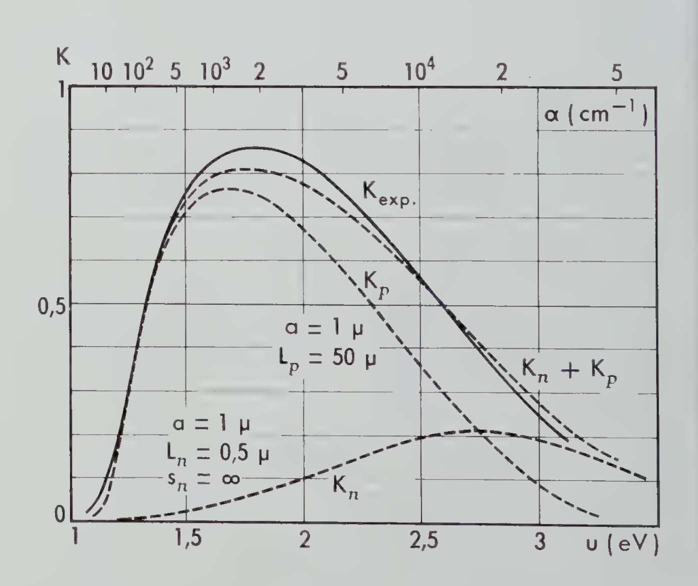


Fig. 13. *Variation des efficacités de collection K_n, K_p, et K avec l'énergie u des photons, pour une cellule solaire au silicium.*

entre ces calculs, en fonction de u, et les calculs antérieurs, en fonction de x : on a en effet :

$$j_{En} = q \int_0^{\infty} K_{un} \left(\frac{dE}{du}\right) du \,, \qquad (31)$$

et :

$$j_{Ep} = q \int_0^{\infty} K_{up} \left(\frac{dE}{du}\right) du \,, \qquad (32)$$

résultats que l'on peut comparer à ceux donnés par les relations (22) et (23).

Pour des cellules solaires au silicium dont le rendement énergétique, pour la lumière obtenue au niveau de la mer, est 12 %, l'efficacité pourrait être améliorée par réduction de l'épaisseur a de la couche antérieure; mais alors l'augmentation de la résistance électrique de cette couche pour des cellules de 15 mm de diamètre, compenserait totalement le bénéfice qu'on pourrait obtenir de cette amélioration du rendement.

5. Rendement de la jonction

Analyse du problème

Pour une cellule donnée, la puissance recueillie à la barrière de potentiel, sous forme de porteurs minoritaires d'origine photoélectrique, est égale à $\Delta E \cdot i_F/q$; sur la *figure* 4 cette puissance est équivalente à l'aire du rectangle de hauteur i_F et de longueur $\Delta E/q$. Pour la caractéristique obtenue avec le flux F, la puissance fournie par la cellule au circuit extérieur dépend du point de fonctionnement choisi; cette puissance est maximale au point de coordonnées v_m, i_m : elle vaut alors $W_m = v_m i_m$; elle est équivalente à l'aire du rectangle correspondant. Nous appellerons *rendement de jonction* M le rapport entre les deux puissances ci-dessus, c'est-à-dire la quantité :

$$M = \frac{v_m i_m}{\dfrac{\Delta E \cdot i_F}{q}} \,,$$

égale au rapport des aires considérées.
D'après la relation (9) et les raisonnements qui y conduisent, on peut considérer que le courant photoélectrique i_F sert à alimenter d'une part le courant d'obscurité de la jonction i_v, fonction croissante de la différence de potentiel v (*fig.* 4) et, d'autre part, le courant i qui traverse la charge. Ce raisonnement justifie le circuit équivalent à la cellule, représenté par la *figure* 14, circuit auquel on a ajouté une résistance série R_s, représentant schématiquement l'influence du matériau semiconducteur et des contacts.

Négligeons pour l'instant le rôle de la résistance série; la puissance fournie par la cellule dans la charge est, avec les conventions de signe utilisées :

$$- vi = v(- i_v + i_F) \,. \qquad (33)$$

Il importe donc que le courant i_v soit le plus petit possible pour que le rendement de la cellule soit grand.
Comme on peut le voir sur la *figure* 4, lorsque la cellule solaire fournit de l'énergie au circuit extérieur, elle se trouve en polarisation directe (v positif).

Courant d'obscurité

Puisqu'on peut traiter le problème en considérant les courants i_v et i_F comme totalement indépendants, examinons tout d'abord le comportement de la jonction en polarisation directe, dans l'obscurité, qui correspond au terme i_v. Dans ces conditions les débits w_{n+} et w_{p+} (*fig.* 2 et 3) l'emportent sur les débits w_{n-} et w_{p-} respectivement : les régions *n* et *p* sont envahies par des porteurs minoritaires injectés par les régions *p* et *n* respectivement.
La densité de courant correspondante j_v est une fonction rapidement croissante de v car la concen-

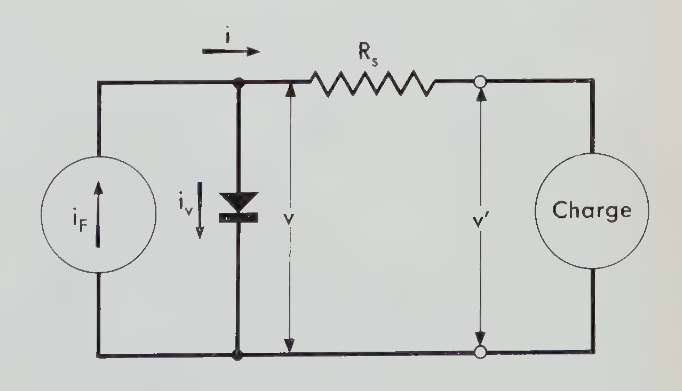


Fig. 14. *Circuit équivalent à une cellule solaire.*

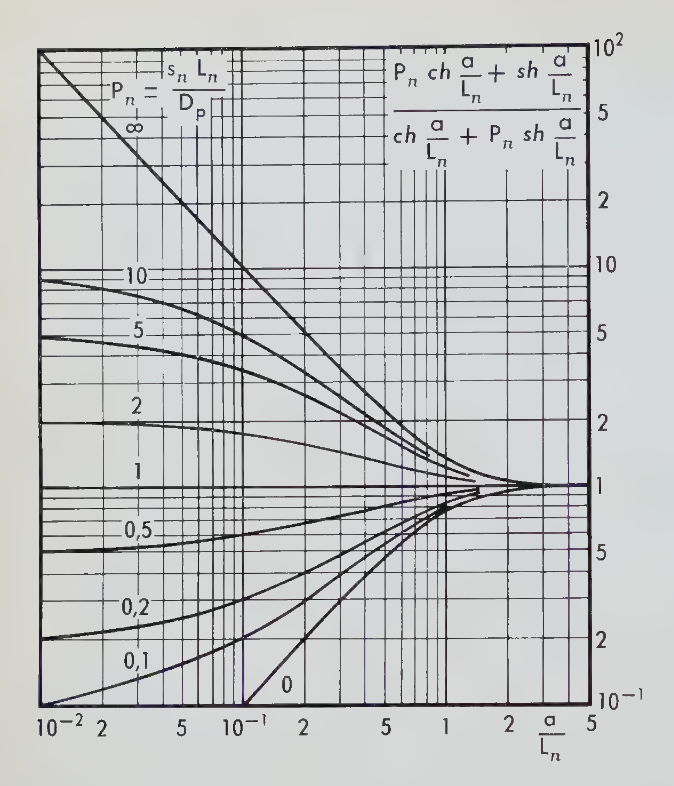


Fig. 15. *Influence de la vitesse de recombinaison superficielle s_n et de l'épaisseur de la couche antérieure a sur la contribution de la région antérieure n au courant d'obscurité.*

tration de ces porteurs, dans les régions d'où ils viennent, sont très grandes : en pratique la valeur de j_v est déterminée par la distribution énergétique des électrons et des trous dans les bandes et par les phénomènes de recombinaison des porteurs minoritaires injectés. La théorie de ces phénomènes a été établie avec les hypothèses les plus simples par Shockley [3], Sah, Noyce et Shockley [4] et Bernard [5].

On peut considérer deux cas principaux :

— la majorité des recombinaisons a lieu dans la couche désertée, avant que les minoritaires aient pu pénétrer dans les régions non chargées;
— la majorité des recombinaisons a lieu dans les régions non chargées et aux surfaces.

Chacun de ces deux cas conduit à des relations assez voisines par la forme mais très différentes quant aux paramètres qu'elles font intervenir. Le calcul, mené dans un cas très simplifié ($N_D = N_A = N$, $\tau_n = \tau_p = \tau$, $D_n = D_p = D$) [2] conduit aux relations suivantes :

— recombinaisons dans la couche désertée, pour $v \gg kT/q$:

$$J_{vd} = \frac{\pi kT}{q}\,\frac{n_i}{\tau}\sqrt{\frac{q\,\varepsilon_0\,\varepsilon_r}{N}}\;\frac{e^{\frac{qv}{2\,kT}}}{\sqrt{v_d - v}}\,, \qquad (34)$$

où ε_0 et ε_r sont les constantes diélectriques du semiconducteur;

— recombinaison dans les régions non chargées, pour $v \gg kT/q$:

$$J_{v\,np} = 2\,q\,\frac{n_i^2}{N}\sqrt{\frac{D}{\tau}}\;B\;e^{\frac{qv}{kT}}\,. \qquad (35)$$

Dans cette dernière relation, le facteur B, sans dimension, permet d'inclure la contribution de la recombinaison superficielle. Dans le cas le plus courant, pour les cellules au silicium, où $c - b \gg L_p$, c'est-à-dire où la recombinaison à la surface postérieure n'intervient pas, on peut écrire :

$$B = \frac{1}{2}\left[\frac{P_n\, ch\,\frac{a}{L_n} + sh\,\frac{a}{L_n}}{ch\,\frac{a}{L_n} + P_n\, sh\,\frac{a}{L_n}} + 1\right]. \qquad (36)$$

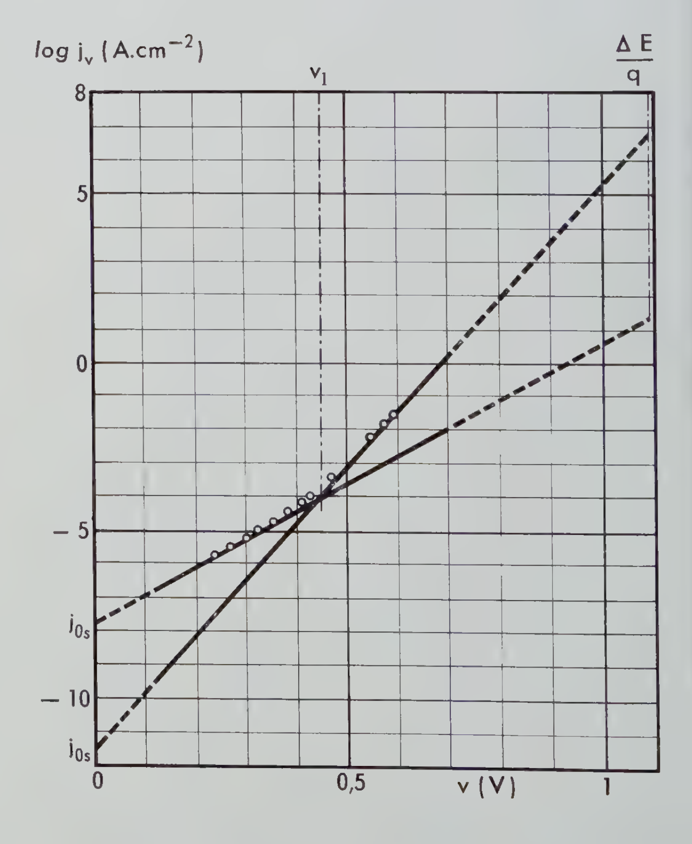


Fig. 16. *Caractéristique densité de courant (j) - tension (v) d'une cellule solaire au silicium.*

Le premier terme de la quantité entre crochets représente l'influence de la surface antérieure, le second celle de la surface postérieure. Le premier terme, dont les variations en fonction de a/L_n et de P_n sont représentées par la *figure* 15, est égal à l'unité dans deux cas :

— quel que soit a/L_n si

$$P_n = 1 \qquad \text{ou} \qquad s_n = D_p/L_n = \sqrt{D_p/\tau_n} \;;$$

— quel que soit P_n si $a/L_n \gg 1$; cette condition n'est pratiquement jamais satisfaite puisqu'elle conduit à une mauvaise efficacité de collection.

Donc, pour réduire $J_{v\,np}$, il est intéressant de prendre pour B une valeur petite, ce qui conduit en pratique à une valeur faible de P_n et par suite à une vitesse de recombinaison s_n petite. Cette condition, qui favorise l'efficacité de collection, est très difficile à réaliser et à maintenir dans le temps, en particulier dans le cas des cellules solaires au silicium.

Conditions optimales de fonctionnement

Pour un éclairement donné, c'est-à-dire pour une caractéristique, $j = f(v)_E$ donnée, il existe, dans le quatrième quadrant de la *figure* 4, un point W_m pour lequel la puissance fournie à la charge est maximale. Nous qualifierons d'optimales les conditions de fonctionnement correspondant à ce point. Tant que la différence de potentiel optimale v_m sera suffisamment inférieure à v_d (de quelques kT/q), dans les variations de $J_{v\,d}$ (relation 33) avec v on pourra négliger le rôle de la racine carrée par rapport à celui de l'exponentielle. Moyennant cette simplification les relations (33) et (34) prennent une forme commune :

$$J_v = J_0 \, e^{\frac{v}{\nu}} \qquad (37)$$

où J_0 et ν prennent des valeurs différentes suivant que les recombinaisons dominantes ont lieu dans la couche désertée (relation 34) ou dans les régions non chargées (relation 35).

La *figure* 16 représente la caractéristique $j_v = f(v)$ d'une cellule solaire, mesurée dans des conditions telles que la résistance série ne fausse pas les résultats. On remarque dans cette courbe, $\log j_v = f(v)$, deux régions rectilignes correspondant à la relation (34), pour celle de gauche, et à la relation (35) pour celle de droite, régions rectilignes séparées par une zone de transition où les recombinaisons dans la couche désertée et dans les régions non chargées sont du même ordre de grandeur.

Si la relation (37) est applicable, il est alors possible de chercher les coordonnées du point de puissance maximale. Combinée avec la formule (33), cette équation donne une relation implicite pour la différence de potentiel optimale v_m :

$$\left(1 + \frac{v_m}{\nu}\right) e^{\frac{v_m}{\nu}} = \frac{j_E}{j_0}\,, \qquad (38)$$

et partant de là, la densité de courant j_m, la puissance maximale par unité d'aire $W_m = v_m\, j_m$ et enfin le rendement W_m/E.
La *figure* 17 représente les variations des grandeurs

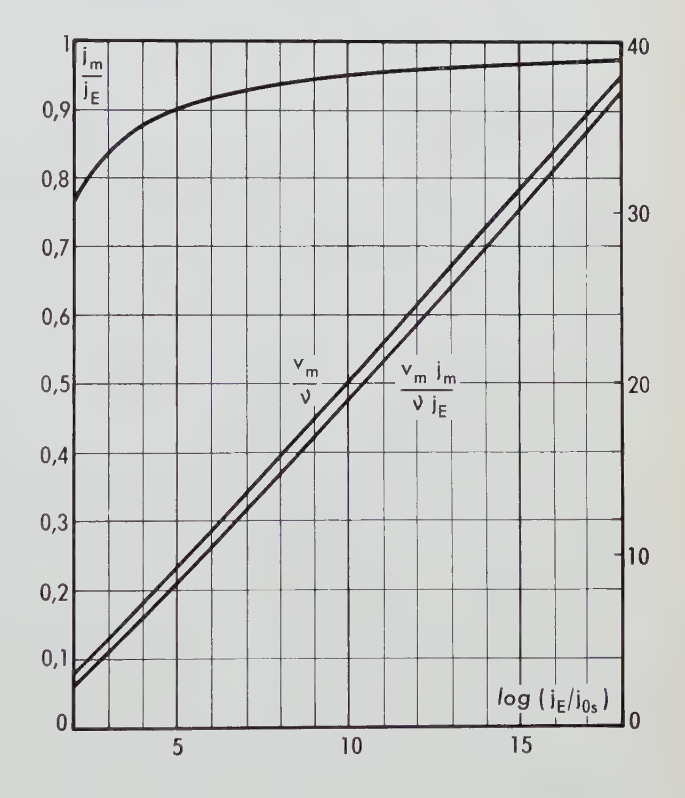


Fig. 17. *Variations des conditions optimales de fonctionnement avec le rapport entre le courant photoélectrique et le courant d'obscurité.*

sans dimensions j_m/j_E, v_m/ν et $v_m\, j_m/\nu\, j_E$ liées respectivement au courant optimal, à la différence de potentiel optimale et au rendement de jonction maximal, en fonction du rapport j_E/j_0.
Ces résultats, combinés avec les relations (34), (35) et (37) permettent donc de prévoir — pour un matériau donné, caractérisé par la largeur de sa bande

interdite ΔE (qui commande à la fois la valeur de J_v et celle de J_E) et par n_i, τ, ε_r, N, D — les caractéristiques v_m, j_m et le rendement maximal. En réalité, il subsiste une ambiguité sur le choix entre les relations (34) ou (35) : le calcul de v_m mené à partir de (38) pour chacune des deux relations conduit à deux valeurs v_{md} et v_{mnp}.

Pour lever cette ambiguïté, reprenons les caractéristiques de la *figure* 18.

$$J_d = J_{vd} - J_E$$

$$J_{np} = J_{vnp} - J_E \ .$$

Ces caractéristiques se coupent en un point dont l'abscisse v_1 peut être calculée en égalisant les relations (34) et (35). On peut alors trouver trois cas (*fig.* 18) :

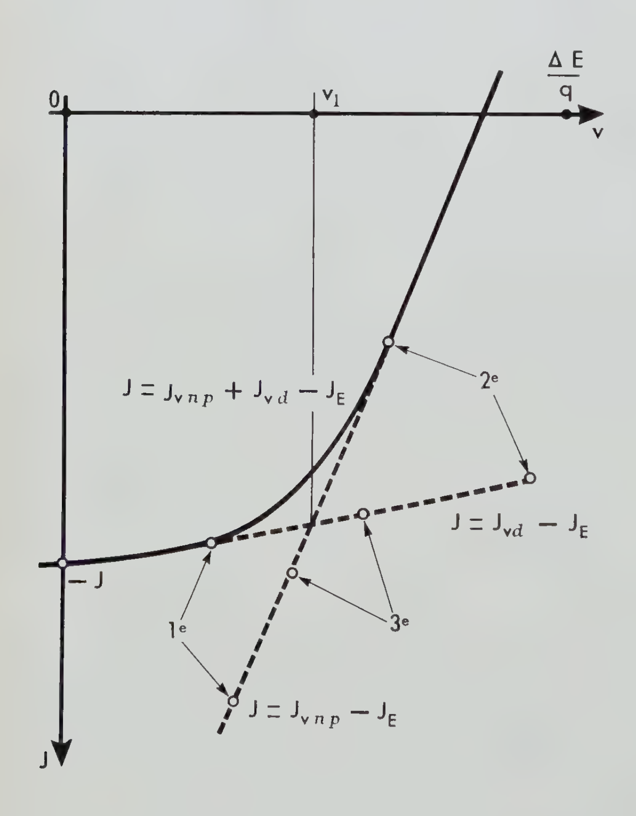


Fig. 18. *Les trois cas de fonctionnement de la cellule solaire.*

1) v_{md} et v_{mnp} sont inférieurs à v_1 : il n'y a aucun doute que l'abscisse du point de puissance maximale est inférieure à v_1, c'est-à-dire que, dans les conditions optimales, les recombinaisons dans la couche désertée dominent;

2) v_{md} et v_{mnp} sont supérieures à v_1 : dans les conditions optimales les recombinaisons dans les régions *n* et *p* sont les plus importantes;

3) v_{md} est supérieur à v_1 et v_{mnp} lui est inférieur : les deux modes de recombinaisons ont à peu près la même importance.

Rendements des cellules solaires utilisant diverses substances

Le calcul des conditions optimales de fonctionnement et du rendement maximal a été effectué [2] pour un certain nombre de matériaux, en tenant compte de nos connaissances actuelles sur leurs propriétés. La *Table* 2 résume les résultats obtenus : comme on peut le voir, certains éléments du calcul ont été idéalisés (composition spectrale de la lumière, efficacité de collection, etc.). On a supposé par ailleurs que la concentration intrinsèque n_i pouvait être calculée au moyen de la relation (6) en attribuant au produit $N_C N_V = \overline{N}^2$ une valeur indépendante du matériau considéré ($\overline{N} = 10^{19}$ cm^{-3}).

Cette table montre qu'au fur et à mesure qu'on considère des matériaux dont le saut d'énergie ΔE est de plus en plus élevé :

1) la différence de potentiel optimale v_m, d'abord supérieure à v_1, lui devient rapidement inférieure; alors que pour le germanium les régions *n* et *p* sont le siège des recombinaisons les plus nombreuses, dans le cas des matériaux dont le saut d'énergie est supérieur à celui du silicium les recombinaisons ont lieu pratiquement dans la couche désertée; le silicium travaille dans la région intermédiaire où les deux modes de recombinaisons sont à peu près de même importance;

2) le rendement H du transfert photons-paires, maximal pour le silicium, est une fonction décroissante de ΔE, alors qu'au contraire le rendement de jonction M est une fonction croissante. Le rendement maximal théorique $\mathcal{R}$, ici égal à HM, dépend peu du saut d'énergie dans l'intervalle 1,0 — 1,5 eV.

Dans cet intervalle les différences dans la durée de vie τ, qui intervient dans les relations (34) et (35), jouent un rôle important.

Matériau	ΔE	D	ε_r	τ	J_E	$\mathcal{S}$	v_m	j_m	H	M	$\mathcal{R}$	$\mathcal{R}'$
Ge	0,62	52	16	1	57	*n, p*	0,12	46,5	37	15,1	5,6	—
Si	1,09	13	11,7	0,1	39	—	0,55	35,5	43	45,5	19,6	14
InP	1,22	16,4	10,8	0,01	35	*d*	0,56	31	42	41	17,3	2
GaAs	1,38	36,4	10,1	0,01	30	*d*	0,71	26	40	46	18,4	7
CdTe	1,45	2,44	11,0	0,01	27	*d*	0,77	24	39	48	18,6	2
AlSb	1,55	13	10,1	0,01	24	*d*	0,86	21,5	37	50	18,4	—
70% GaAs + 30% GaP	1,78	1,63	10,5	0,01	18	*d*	1,06	16,3	32,5	53,5	17,3	—
50% GaAs + 50% GaP	1,98	1,63	9,7	0,01	14	*d*	1,24	12,9	28,5	56	16,0	—
GaP	2,25	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,2
CdS	2,40	1,63	11,6	0,01	8,5	*d*	1,61	7,8	20,5	61	12,6	4

PROPRIÉTÉS THÉORIQUES DE CELLULES SOLAIRES RÉALISÉES AVEC DIVERS MATÉRIAUX

Conditions de calcul :

Eclairement : 0,1 $W \cdot cm^{-2}$, temp. couleur 5 760 °K
Pas de perte par réflexion,
Efficacité de collection : K = 1 ,

Concentration effective des états possibles :

$$\overline{N} = 10^{19}\ cm^{-3} ,$$

Concentration des donneurs et des accepteurs :

$$N = 10^{17}\ cm^{-3},$$

Température : T = 300 °K .

Notations :

ΔE : saut d'énergie (eV),
D : constante de diffusion moyenne ($cm^2 \cdot s^{-1}$),
ε_r : constante diélectrique par rapport au vide,
τ : durée de vie (µs),
J_E : densité de courant photoélectrique ($mA \cdot cm^{-2}$),
$\mathcal{S}$: siège des recombinaisons dominantes,
v_m : différence de potentiel à la charge optimale (V),
j_m : densité de courant à la charge optimale ($mA \cdot cm^{-2}$),
H : rendement de transfert photons-paires (%),
M : rendement de jonction (%),
$\mathcal{R}$: rendement maximal théorique (%),
$\mathcal{R}'$: rendement maximal observé (%).

6. La résistance série

Aperçu sur le rôle et les causes de la résistance série

La *Table* 2 montre que la résistance équivalente à la charge optimale, égale au rapport v_m/i_m, est de l'ordre de grandeur de la dizaine d'ohms pour une surface de cellule de 1 cm^2; cette résistance est, bien entendu, inversement proportionnelle à l'aire de la cellule. On voit donc qu'il est nécessaire que la résistance série R_s du circuit équivalent, représenté par la *figure* 14, soit très inférieure au rapport v_m/i_m si l'on veut que cette résistance ne vienne pas réduire le rendement dans une proportion appréciable.

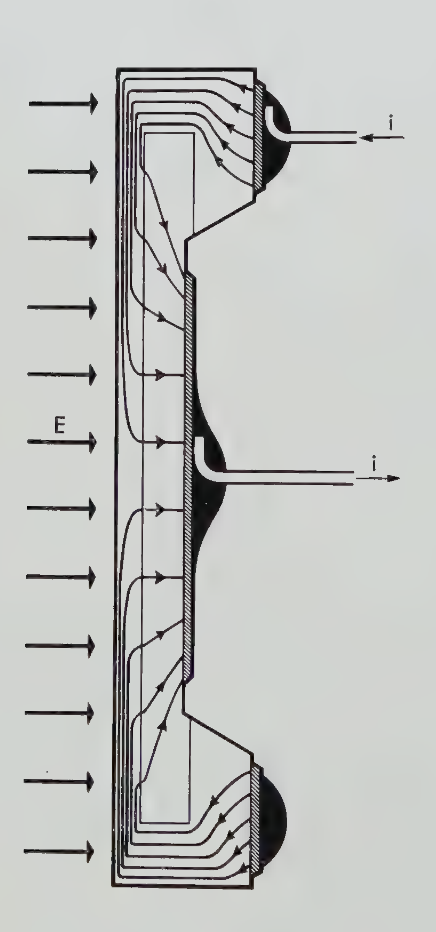


Fig. 19. *Structure réelle d'une cellule solaire.*

Lignes de courant montrant le rôle de la couche antérieure dans la résistance série.

La résistance série peut être attribuée à deux causes principales :

— la résistance des contacts, localisée aux surfaces de séparation semiconducteur-électrode;
— la résistance du matériau semiconducteur répartie dans le volume des régions *n* et *p*.

Alors que le premier terme correspond à des résistances bien localisées dans le circuit, et correctement représentées par la *figure* 14, le second fait intervenir une résistance répartie au sein du générateur photoélectrique. La *figure* 19, qui représente la structure réelle d'une cellule solaire circulaire au silicium, montre la distribution des lignes de courant dans la cellule et, par là, l'extrême complexité du problème que représenterait le traitement mathématique

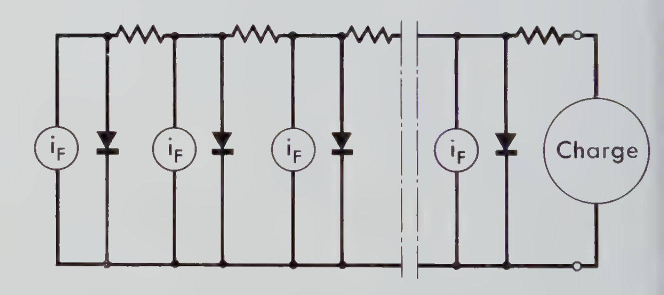


Fig. 20. *Circuit équivalent à la cellule solaire, tenant compte de la résistance série due au matériau semiconducteur.*

de ce cas, encore relativement simple. Une représentation plus correcte du circuit équivalent est donnée dans ce cas par la *figure* 20 où, pour des ensembles générateurs photoélectriques-diodes tous identiques, les résistances intercalaires seraient différentes; leurs valeurs sont choisies en rapport avec la structure géométrique de la cellule.

Résistance due aux contacts (résistance localisée)

Considérons d'abord le cas de la résistance de contact localisée, correspondant au schéma équivalent représenté par la *figure* 14. Si l'on appelle maintenant v' la différence de potentiel aux électrodes, la

caractéristique courant-tension, jusqu'ici représentable par une équation de la forme :

$$i = i_0 \, e^{\frac{v}{\nu}} - i_F \,, \qquad (39)$$

devient :

$$i = i_0 \, e^{\frac{v' + iR_s}{\nu}} - i_F \,. \qquad (40)$$

La puissance v′i′ fournie par la cellule est alors maximale pour des valeurs v'_m et i'_m différentes de v_m et i_m calculées dans le chapitre précédent.

Le passage des résultats de l'équation (39) à ceux de l'équation (40) est facile à faire par voie graphique en utilisant des coordonnées obliques. Un raisonnement simple montre que, tant que R_s est petit devant v_m/i_m, la perte relative de rendement, dans les conditions optimales d'adaptation, est :

$$\frac{\delta \mathcal{R}}{\mathcal{R}} = \frac{R_s \, i_m}{v_m} \,. \qquad (41)$$

Résistance due au matériau (résistance répartie)

Considérons maintenant le cas de la résistance du matériau semiconducteur.
L'aire des cellules solaires étant en général relativement grande, on peut admettre qu'il est toujours possible de réaliser un contact très étendu sur la région postérieure, c'est-à-dire un contact tel que la plus grande partie du courant traverse cette couche dans le sens de son épaisseur (*fig.* 19). Ce matériau étant assez fortement dopé (résistivité inférieure à 1 Ω · cm) et utilisé en lame mince (épaisseur inférieure à 0,5 mm), la chute de potentiel correspondant à la densité maximale J_E du courant qui peut le traverser en utilisation normale est inférieure à 2 mV, donc tout à fait négligeable.
Par contre, à moins qu'on ne trouve un procédé permettant de prendre un contact transparent et à faible résistance sur l'ensemble de la couche antérieure, cette dernière devra être traversée par le courant parallèlement à ses faces. On a vu, à propos de la collection des charges minoritaires, qu'il était nécessaire que cette couche soit très mince pour que l'efficacité de collection soit grande; la résistivité de ce matériau ne pouvant pas être très petite, la résistance qu'il opposera au passage du courant risque d'être relativement importante.

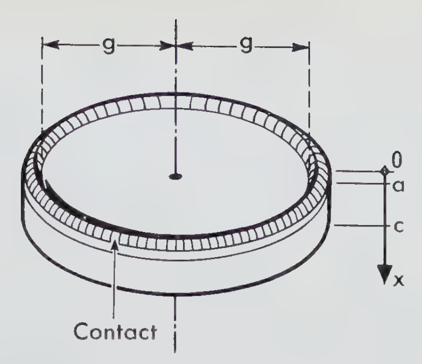


Fig. 21. *Cellule circulaire.*

Supposons tout d'abord que la densité de courant j qui traverse la barrière de potentiel soit la même partout, c'est-à-dire indépendante de la différence de potentiel ; on trouve alors que :

— pour une cellule circulaire à contact annulaire (*fig.* 21), la différence de potentiel dans la couche entre le centre et le contact vaut :

$$\Delta v = \frac{j \, g^2}{4 \, \sigma \, a} \,, \qquad (42)$$

où :

σ est la conductivité de la couche, g le rayon de la cellule et a l'épaisseur de la couche;

— pour une cellule rectangulaire munie de deux contacts situés sur les deux côtés distants de 2 g (*fig.* 22) :

$$\Delta v = \frac{j \, g^2}{2 \, \sigma \, a} \,. \qquad (43)$$

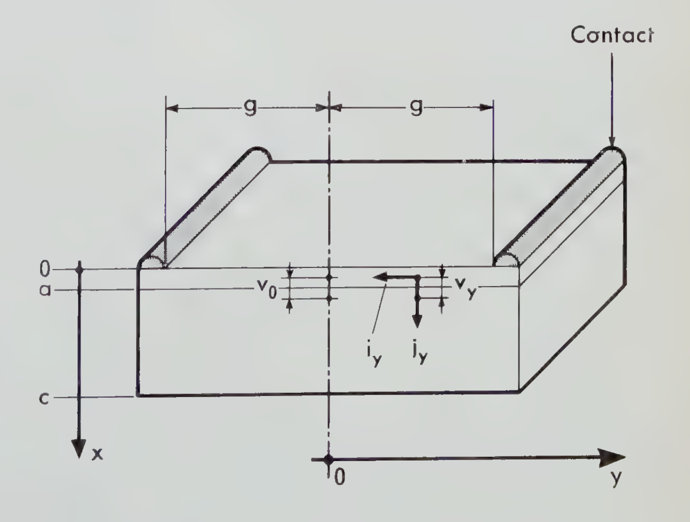


Fig. 22. *Cellule rectangulaire.*

Variables utilisées pour l'étude de la résistance de la couche antérieure.

Pour une cellule solaire au silicium à couche diffusée *n* de 0,5 μ d'épaisseur, le rapport $\frac{1}{\sigma_{moy}\, a}$, connu également sous le nom de résistance spécifique r de la couche [1], est de l'ordre de 30 Ω. Si l'on prend $j = 33\ mA \cdot cm^{-2}$, on voit alors que $\Delta v = 62{,}5$ mV pour une cellule circulaire de 1 cm de diamètre, et $\Delta v = 125$ mV pour une cellule rectangulaire de 1 cm de large.

Lorsqu'on compare ces résultats avec ceux portés sur la *figure* 4, on voit qu'au voisinage de v_m, de telles variations de différence de potentiel entre la couche antérieure et la région postérieure peuvent entraîner des variations importantes de la densité de courant j ; le mode de calcul indiqué ci-dessus n'est alors pas valable.

Le problème peut être traité d'une manière rigoureuse dans le cas d'une géométrie rectangulaire, si l'on admet aussi que la caractéristique densité de courant-tension peut être mise sous la forme :

$$i = j_0\, e^{\frac{v}{\nu}} - j_E\ . \tag{44}$$

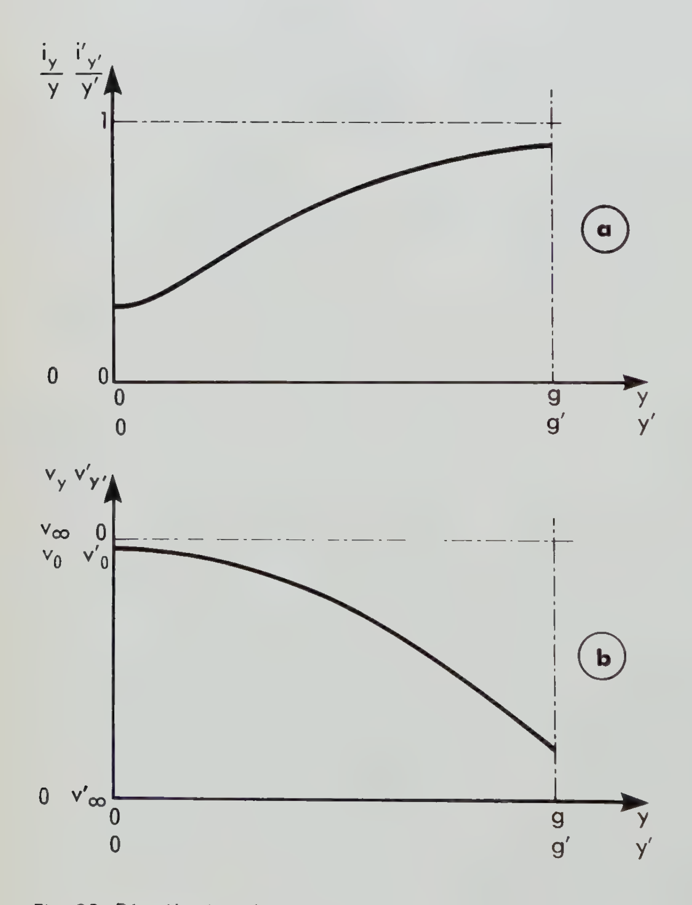


Fig. 23. *Distribution des potentiels v de la densité de courant j dans la couche antérieure d'une cellule rectangulaire en fonction de la distance y au plan de symétrie.*

On montre facilement que si y est la distance du point considéré sur la cellule au plan de symétrie équidistant des deux contacts (*fig.* 22), et si v_∞ est la différence de potentiel du circuit ouvert :

$$v_\infty = \nu\, ln \frac{j_E}{j_0}\ , \tag{45}$$

l'équation de continuité dans l'espace s'écrit :

$$\frac{d^2 v}{d y^2} = r \cdot j_E \left[e^{\frac{v - v_\infty}{\nu}} - 1 \right]\ . \tag{46}$$

Pour les calculs, il est commode d'effectuer trois changements de variables conduisant à des variables sans dimension :

$$v'_y = \frac{v_y - v_\infty}{\nu} \qquad \text{ou} \qquad v_y = \nu\, v'_y + v_\infty\ , \tag{47}$$

$$j'_y = j_y / j_E \qquad \text{ou} \qquad j_y = j'_y\, j_E\ , \tag{48}$$

$$y' = \frac{y}{\sqrt{\frac{\nu}{r j_E}}} \qquad \text{ou} \qquad y = y' \sqrt{\frac{\nu}{r j_E}}\ . \tag{49}$$

La forme simplifiée de (46) obtenue au moyen des variables (47, 48, 49) se prête à une première intégration mathématique, puis à une seconde intégration partiellement graphique.

Les conditions aux limites sont tout d'abord $dv/dy = 0$ pour $y = 0$, puis le choix de la valeur v_0 pour $y = 0$ qui était jusqu'alors un paramètre arbitraire : le calcul conduit à la détermination des variations de v et de j, ou plutôt de leurs formes réduites v' et j' en fonction de y', ces formes réduites étant indépendantes des paramètres v_∞, j_E, ν et r.

La *figure* 23 représente la distribution de v' et la densité de courant moyenne

$$\frac{i'}{y'} = \frac{1}{y'} \int_0^{y'} j' dy'$$

en fonction de y' pour une valeur donnée de

$$v'_0 = \frac{v_0 - v_\infty}{\nu}\ .$$

Cette figure montre bien que, lorsque v' n'est pas très grand devant l'unité, i'/y' est loin d'être constant, contrairement à ce qu'avait supposé le premier

calcul sur la chute de potentiel Δv (relations 42 et 43).

Pour une cellule donnée, de largeur $2g$ (*fig.* 22) et de paramètres r, ν et j_0, placée dans des conditions d'éclairement données, j_E donc v_∞ sont connus, et les valeurs prises par v_g et i_g ne dépendent plus que du paramètre v_0 jusqu'ici choisi arbitrairement.

En faisant varier ce paramètre on fait varier simultanément v_g et i_g, ce qui permet d'en déduire la forme théorique de la caractéristique courant-tension de la cellule définie ci-dessus, dans les conditions d'éclairement précitées.

La *figure* 24 montre un exemple de résultat ainsi obtenu pour

$$v'_\infty = v_\infty/\nu = 22{,}5 \ ;$$

l'une des courbes se rapporte au cas idéal où r est nul ($g' = 0$), l'autre à un cas tel que :

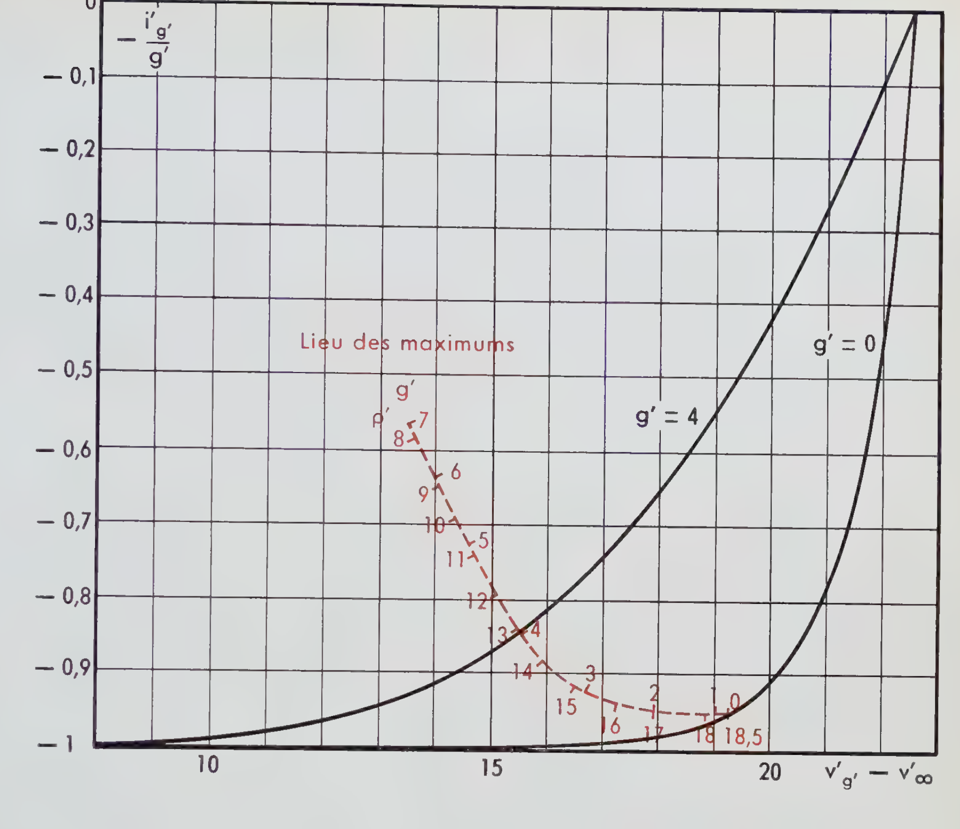


Fig. 24. *Caractéristiques courant moyen - tension tenant compte de la résistance série due à la couche antérieure.*

Lieu des maximums de rendement en fonction de cette résistance.

$$g' = \frac{g}{\sqrt{\frac{\nu}{r j_E}}} \qquad (50)$$

est égal à 4.

La variation du paramètre v_0 permet donc également de chercher la valeur de v_0 qui rend maximal le produit $v_g i_g / g$, c'est-à-dire le rendement. En effet le rendement réel de la cellule vaut :

$$\rho = (v'_{g'} - v'_\infty) \frac{i'_{g'}}{g'} \frac{\nu j_E}{E} \ . \qquad (51)$$

La *figure* 24 donne également le lieu des maximums de rendement avec en paramètre, la valeur de g' et celle du rendement réduit :

$$\rho' = (v'_{g'} - v'_\infty) \frac{i'_{g'}}{g'} \ . \qquad (52)$$

L'ensemble de ces résultats a reçu une bonne vérification expérimentale.

Reprenons l'exemple d'une cellule rectangulaire de 1 cm de large ($g = 0{,}5$ cm), dont la couche antérieure aurait une résistance spécifique de 30 Ω .

Avec $\nu = 26$ mV, $v'_\infty = 22{,}5$, c'est-à-dire une différence de potentiel de circuit ouvert égale à 0,58 V, et $j_E = 33$ mA · cm^{-2} on trouve, d'après la relation (50) :

$$g' = 3{,}1 \ ,$$

ce qui permet de situer totalement la position du point de fonctionnement optimal sur la *figure* 24, et, d'après cette figure, de voir que le rendement de cette cellule n'est que les 81/100 (15/18,5) de ce qu'il serait si la résistance spécifique r de la couche était nulle.

7. Une cellule solaire au silicium

Dans cette partie, nous allons examiner le comportement d'une cellule solaire réelle en tenant compte des résultats de calcul obtenus dans les paragraphes précédents. Nous avons choisi une cellule dont quelques exemplaires ont été réalisés et étudiés aux *Laboratoires d'Electronique et de Physique Appliquée.* Ces cellules sont faites à partir de monocristaux de silicium *p*, dopés au bore de façon telle que leur résistivité soit de l'ordre de 0,1 $\Omega \cdot$ cm ($N_A \simeq 4 \cdot 10^{17}$ cm^{-3}). Les cristaux sont sciés puis découpés en disques de 15 mm de diamètre et de 0,4 mm d'épaisseur.

Après décapage chimique, ces disques sont soumis aux opérations suivantes :

— diffusion de phosphore à partir de l'anhydride phosphorique, ce qui donne naissance à la couche antérieure *n* :

— décapage permettant de remettre à nu la région *p* et d'y souder un contact.

La structure de ces cellules est représentée sur la *figure* 19.

La *Table* 3 rassemble les résultats de l'analyse du transfert d'énergie des photons à la charge ; les trois paires de colonnes de valeurs numériques se rapportent respectivement :

— à la cellule au silicium idéale, telle qu'elle a été étudiée aux paragraphes 3 et 5, c'est-à-dire où l'on n'a tenu compte ni des pertes par réflexion, ni du défaut de collection, ni des résistances série. Pour rattacher ces résultats à ceux de la *Table* 2, les valeurs numériques données ici se rapportent à l'éclairement conventionnel de 0,1 W · cm^{-2} correspondant à une température de couleur de 5 760 °K ;

— à une cellule réelle, produite au laboratoire, et qui a fait l'objet d'un grand nombre de mesures (facteur de réflexion, variations spectrales de l'efficacité de collection, caractéristiques courant-tension, résistance spécifique de couche, rendement énergétique pour la lumière solaire artificielle [1] et naturelle, etc.). Les valeurs numériques données dans les colonnes correspondantes sont, dans toute la mesure du possible, des résultats d'expérience; seuls certains termes, inaccessibles à la mesure directe, ont été calculés à partir des résultats expérimentaux (efficacité de collection moyenne) ou déduits de la théorie (rendement du transfert photons-paires), compte tenu des données expérimentales (lumière solaire réelle).

Pour cette cellule on a considéré le cas de la lumière solaire reçue au niveau de la mer, après traversée de l'atmosphère; les puissances mises en jeu, déterminées expérimentalement, ont été ramenées conventionnellement aux valeurs correspondant à un éclairement de 0,1 W · cm^{-2}.

On a également considéré le cas de la lumière solaire dans l'exosphère ; certaines valeurs numériques ont été déduites par le calcul des valeurs expérimentales obtenues dans le cas précédent (puissance collectée à la jonction, efficacité de collection); d'autres, ne faisant pas intervenir la composition spectrale de la lumière, sont des résultats d'expérience (rendement de jonction).

Dans chaque paire de colonnes, la colonne de gauche donne le rendement de chaque phase de transfert; celle de droite donne les puissances recueillies par unité de surface.

Cette table appelle quelques commentaires à propos des rendements de transfert des photons aux paires, de l'efficacité de collection et du rendement de jonction.

Il peut paraître surprenant que le rendement du transfert photons-paires dans la cellule expérimentale soit supérieur à celui de la cellule théorique: cela tient essentiellement à la différence des compositions spectrales des lumières choisies dans les deux cas, la lumière solaire, au niveau de la mer ou dans l'exosphère, étant plus favorable que celle du corps noir à 5 760 °K; ces différences sont visibles sur les *figures* 5 et 8.

L'efficacité de collection K de la cellule expérimentale est, bien entendu, inférieure à l'unité.

L'efficacité pour le rayonnement obtenu au niveau de la mer est plus grande que celle qui correspond au rayonnement dans l'exosphère parce que ce dernier contient une proportion importante de photons dont l'énergie est relativement élevée (supérieure à 3 eV : ultra-violet); ces photons sont absorbés très près de la surface (*fig.* 11) et pour eux l'efficacité de collection (*fig.* 13) est très petite.

Le rendement de jonction de la cellule expérimentale est très sensiblement inférieur à celui de la cellule théorique surtout à cause de l'intervention des résistances série. Les caractéristiques courant-tension de la cellule expérimentale, résistance série exclue, diffèrent assez peu des caractéristiques théoriques pour que les défauts de la jonction, considérée seule, ne viennent pas apporter une perte sensible sur le rendement.

TABLE 3

	Cellule théorique		Cellule expérimentale			
			Niveau de la mer		Exosphère	
	Rendement	$mW \cdot cm^{-2}$	Rendement	$mW \cdot cm^{-2}$	Rendement	$mW \cdot cm^{-2}$
Lumière solaire incidente		100		100		140
Transmission par la surface de la cellule	1,00		0,93		0,93	
Lumière pénétrant dans Si		100		93		130
Transfert des photons aux paires : H	0,42		0,45		0,45	
Puissance recueillie par les paires		42,0		41,7		58,0
Efficacité de collection K	1,00		0,81		0,79	
Puissance correspondant aux minoritaires collectés à la jonction		42,0		33,8		45,8
Rendement de jonction $\frac{q v_m}{\Delta E} \times \frac{j_m}{j_E} = M$	$\frac{0,55}{1,09} \times \frac{35,5}{38,5} = 0,466$		$\frac{0,425}{1,09} \times \frac{28,2}{31} = 0,355$		$\frac{0,425}{1,09} \times \frac{37,7}{42} = 0,350$	
Puissance recueillie dans la charge		19,6		12,0		16,0
Rendement global de la cellule	0,196		0,120		0,114	

COMPARAISON DES PERTES DE RENDEMENT THÉORIQUES ET EXPÉRIMENTALES SUR DES CELLULES SOLAIRES AU SILICIUM

Conditions expérimentales :

— niveau de la mer :
éclairement solaire naturel mesuré avec thermopile étalonnée, rapporté par homothétie à 0,10 $W \cdot cm^{-2}$;

— exosphère :
résultats extrapolés à partir des mesures précédentes, compte tenu des différences dues au niveau d'éclairement et aux compositions spectrales;

— concentration d'accepteurs : $N_A = 4 \cdot 10^{17}\,cm^{-3}$

— concentration de donneurs : $N_D \gg 10^{17}\,cm^{-3}$.

Conditions du calcul théorique : voir Table 2.

Si l'on admet, d'après les relations (42) et (43), qu'une même chute de potentiel Δv serait obtenue, toutes choses égales par ailleurs, dans une cellule rectangulaire de largeur totale 2 g et dans une cellule circulaire de diamètre $2\sqrt{2}$ g, et si l'on admet l'approximation grossière qui voudrait qu'à une même valeur de Δv corresponde une même perte relative de rendement dans les deux cas, on voit que les calculs numériques faits à la fin du chapitre relatif à la résistance série pour une cellule rectangulaire de 1 cm de large s'appliqueraient à peu près à la cellule de 1,5 cm de diamètre étudiée ici. On voit en effet que le rapport entre les rendements de jonction expérimental et théorique pour $j_E \simeq 35$ mA, sont bien de l'ordre de 0,8.

On peut donc conclure de ce dépouillement des résultats expérimentaux que les propriétés des cellules solaires réelles au silicium sont bien expliquées sur le plan technique.

8. Perfectionnements possibles

Nous ne considérerons ici que le cas de cellules au silicium, seul cas pour lequel nous ayons des informations suffisantes. Nous ne traiterons pas l'aspect économique du problème, mais seulement les aspects théoriques et techniques relatifs au rendement.

La *Table* 3 montre déjà que, compte tenu de la composition spectrale de la lumière solaire réelle, le rendement ne saurait pas dépasser 21 %, dans les conditions théoriques du calcul (notamment $N = 10^{17}$ cm^{-3}, $\tau = 10^{-6}$ s). Ce rendement maximal théorique est une fonction croissante de N et de τ, mais d'une manière générale τ est une fonction décroissante de N, et un certain nombre de raisons technologiques font que les valeurs ci-dessus correspondent en pratique aux conditions qui permettent aujourd'hui, avec le silicium, d'obtenir les meilleurs rendements.

Restent donc les différences entre la cellule réelle et la cellule théorique.

L'efficacité de collection est, comme on peut le voir avec les relations (14), (27), (28) et (29), une fonction toujours croissante de τn et τp, et une fonction toujours décroissante de sn et sp. Ici l'influence de τ sur le rendement global est sensiblement plus grande que dans le rendement de jonction. Il y aurait donc intérêt à utiliser des matériaux de plus en plus proches de la perfection (théoriquement τ pourrait atteindre quelques minutes) et des traitements de plus en plus soignés, afin de ne pas trop réduire τ, et de ne pas laisser s très élevé. Ces problèmes tout à fait généraux dans les techniques des semiconducteurs ont fait et font encore l'objet d'études difficiles et décevantes. Par ailleurs, les maigres bénéfices que l'on peut en espérer risquent de n'être obtenus qu'au prix de méthodes de traitement onéreuses qui, dans ce cas, ne paraissent pas devoir être rentables.

Reste enfin, dans le rendement de jonction, le problème de la résistance série.

Nous avons vu que, dans le cas des cellules au silicium, l'efficacité de collection (*fig.* 12) et la perte de rendement due à la résistance série (*fig.* 24) étaient toutes deux des fonctions rapidement décroissantes de l'épaisseur a de la couche antérieure. Le calcul et l'expérience montrent que la perte totale due aux défauts correspondants est minimale pour une certaine valeur de a, fonction croissante des dimensions de la cellule ou plus précisément de l'espacement 2 g des contacts sur la couche antérieure.

Les problèmes de prix de revient en fabrication conduisant tout naturellement à chercher à faire des cellules de grandes dimensions, on est amené à essayer de prendre un réseau serré de contacts sur la face antérieure de cellules de grandes dimensions, pour conserver un rendement élevé. Ce problème n'est pas simple car il s'agit d'établir de bons contacts ohmiques sur une couche mince sans perturber les propriétés de la jonction sous-jacente. Par ailleurs, ces contacts étant nécessairement opaques ou tout au moins aveugles (*), l'occultation dont ils sont la cause entraîne une perte de puissance utile par unité d'aire de cellule, ce qui est équivalent du point de vue pratique à une perte de rendement. Il y a là encore un compromis à trouver entre l'épaisseur a, l'espacement 2 g et la largeur du contact.

Parmi les causes de pertes qui ont été omises jusqu'ici, il reste la réflexion à la surface des cellules et de leur fenêtre de protection. En ce qui concerne les cellules réalisées aux *Laboratoires d'Electronique et de Physique Appliquée* tout au moins, les traitements thermiques et chimiques auxquels sont soumises les surfaces conduisent à un facteur de réflexion de la cellule nue de l'ordre de 7 %, c'est-à-dire très inférieur à celui d'une interface parfaite au silicium (environ 21 %). Si la cellule est enfermée dans un boîtier muni d'une fenêtre de verre avec *immersion* dans un milieu intermédiaire à indice de réfraction relativement élevé (colle, liquide neutre), comme cela est souvent le cas, le facteur de réflexion de la cellule complète reste en général du même ordre de grandeur. Un léger gain pourrait sans doute être obtenu par l'emploi de traitements superficiels permettant de réduire encore ces pertes.

Tout ce qui précède montre qu'on pourrait encore améliorer un peu le rendement des cellules au silicium, par exemple atteindre 15 ou 16 %, mais il n'est pas certain que les efforts nécessaires pour y parvenir, tant au point de vue recherche qu'au point de vue fabrication, soient pratiquement rentables, même pour quelques applications seulement.

(*) *On peut diminuer localement la résistance spécifique* r *de la couche diffusée en augmentant son épaisseur ; la région correspondante n'est pas opaque (comme c'est le cas lorsqu'on réalise un contact métallique), mais elle est cependant insensible par suite de la trop grande valeur du rapport* $\frac{a}{L_n}$.

Bibliographie

1 C. BEAUZEE

Comparaison entre les propriétés théoriques et expérimentales des cellules solaires au silicium.

Colloque international sur les dispositifs à semiconducteurs, Paris, 20-25 février 1961, tome I, pp. 615-634.
ED. CHIRON, Paris, 1961.

2 F. DESVIGNES

Etude physique et théorique du fonctionnement des cellules solaires photovoltaïques.

Colloque international sur les dispositifs à semiconducteurs, Paris, 20-25 février 1961, tome I, pp. 571-614.
ED. CHIRON, Paris, 1961.

3 W. SHOCKLEY

The Theory of p-n Junctions in Semiconductors and p-n Junction Transistors.

BELL SYST. TECHN. J., vol. 28, n° 3, juillet 1949, pp. 435-489.

4 C.T. SAH, R.N. NOYCE and W. SHOCKLEY

Carrier Generation and Recombination in p-n Junction, and p-n Characteristics.

PROC. I.R.E., vol. 45, n° 9, septembre 1957, pp. 1228-1243.

5 M. BERNARD

Mesures, en fonction de la température du courant dans les jonctions de germanium n-p.

J. ELECTRON. CONTR., vol. 2, n° 6, mai 1957, pp. 579-596.

6 P. LAMOND and B. DALE

Lifetime Evaluation in p-n Junctions by the Use of Spectral Response Curves.

Colloque international sur les dispositifs à semiconducteurs, Paris, 20-25 février 1961, tome I, pp. 635-642.
ED. CHIRON, Paris, 1961.

Étude expérimentale des cellules solaires au silicium

C. Beauzée

LABORATOIRES D'ÉLECTRONIQUE
ET DE PHYSIQUE APPLIQUÉE

Sommaire

On rappelle le principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques au silicium en précisant la notion de rendement et la forme théorique des courbes courant-tension. On décrit brièvement les méthodes de mesures utilisées pour déterminer les caractéristiques de cellules solaires réalisées selon deux procédés de diffusion des impuretés. On analyse en particulier les propriétés électriques (résistance série) et photoélectriques (efficacité quantique) de ces cellules. La seconde partie de l'exposé est consacrée aux conditions d'utilisation des batteries solaires comme convertisseurs d'énergie : on examine l'influence de la situation géographique et des conditions climatologiques sur l'énergie reçue, et on détermine les conditions optimales d'utilisation d'une batterie solaire.



1. Généralités

Une cellule photovoltaïque au silicium est constituée par une lame épaisse de matériau dopé (de type *n* ou *p*), à la surface de laquelle on a formé, par diffusion d'impureté par exemple, une couche mince de type opposé. Lorsque cette cellule est éclairée, elle se comporte comme un générateur; le courant débité et la différence de potentiel à ses bornes dépendent l'un et l'autre du flux incident.
Le rendement de conversion le plus élevé actuellement atteint par les cellules solaires est de 14 %; en fabrication, le rendement des cellules moyennes est de 12 %.

Principe de fonctionnement

Tout photon d'énergie supérieure au saut d'énergie du semiconducteur est absorbé par celui-ci. L'énergie perdue par le photon est partiellement utilisée à briser une liaison de valence du réseau cristallin, faisant ainsi apparaître une paire « électron-trou »; l'énergie excédentaire communique à la charge libérée une quantité de mouvement rapidement transformée en chaleur. Dans un semiconducteur homogène, les paires « électron-trou » se recombinent et l'excédent de concentration des charges libres, observé lorsqu'on mesure par exemple la variation de conductivité sous éclairement, résulte de l'équilibre entre génération et recombinaison. On observe un effet photovoltaïque lorsque la séparation des charges élémentaires de signe opposé, l'électron et le trou, s'opère avant qu'il y ait eu possibilité de recombinaison.
La barrière de potentiel qui existe entre deux régions de types *n* et *p* est capable d'opérer cette séparation. Les porteurs minoritaires, libérés par effet photoélectrique dans chaque région homogène, se déplacent par diffusion isotrope et, lorsqu'ils atteignent la zone de charge d'espace, le champ électrique les accélère; après avoir franchi la barrière de potentiel, ces porteurs, devenus majoritaires, s'accumulent, ce qui entraîne une modification des potentiels respectifs des régions *n* et *p*. Lorsqu'on relie ces deux régions par un conducteur, celui-ci est parcouru par les charges d'un type (électrons ou trous) qui vont se recombiner avec les charges de type opposé.

Le rendement

Le *rendement* ρ est le rapport entre la puissance électrique maximale dissipée dans le circuit extérieur et la puissance lumineuse incidente.

La puissance dissipée dans le circuit d'utilisation peut se mettre sous la forme :

$$W = Q\, i_F\, v_\infty \;, \qquad (1)$$

où i_F est le courant photoélectrique, c'est-à-dire le courant de court-circuit,
v_∞ la différence de potentiel en circuit ouvert,
et Q un coefficient affecté à la forme de la caractéristique tension-courant du générateur.

Le courant photoélectrique i_F dépend de la répartition spectrale du rayonnement solaire et des propriétés du matériau utilisé. On peut écrire :

$$i_F = q \int_0^{\lambda_s} (1 - \mathcal{R}_\lambda) \cdot K_\lambda \cdot \frac{dn}{d\lambda} \cdot d\lambda \;, \qquad (2)$$

où λ_s est la longueur d'onde du seuil photoélectrique du semiconducteur,
$dn/d\lambda$ le débit de photons par unité de largeur de bande de la lumière solaire,
K_λ est l'*efficacité quantique*, rapport entre le débit de charges électriques parcourant le circuit extérieur et le nombre de photons qui pénètrent par unité de temps dans le silicium, pour la longueur d'onde λ,
$\mathcal{R}_\lambda$ est le facteur de réflexion du matériau,
et q la charge de l'électron.

Les calculs tenant compte des théories les plus récentes montrent que la valeur maximale du rendement théorique est de l'ordre de 19 %. Les causes physiques de cette limitation, exposées en détail dans l'article de F. Desvignes, peuvent se résumer de la façon suivante [1, 2, 3] :

1) Les pertes par réflexion à la surface du silicium sont théoriquement d'environ 30 %. Certains traitements permettent de diminuer le coefficient de réflexion $\mathcal{R}_\lambda$, mais celui-ci reste encore de l'ordre de 10 %.

2) Seuls les photons dont l'énergie est supérieure au saut d'énergie du semiconducteur libèrent une paire « électron-trou », et une seule; l'énergie excédentaire est cédée, très rapidement, au réseau cristallin sous forme de chaleur. Un grand nombre des photons contenus dans le spectre solaire ($\lambda > 1{,}2\ \mu$),

absorbés par le silicium, perdent ainsi une partie de leur énergie.

3) La différence de potentiel en circuit ouvert v_∞ est inférieure à la différence de potentiel qui règne entre les régions *n* et *p*, à l'équilibre thermodynamique : elle atteindrait cette valeur si les concentrations des charges minoritaires en excédent, libérées par effet photoélectrique, étaient supérieures aux concentrations des charges majoritaires normalement présentes dans le matériau. Cette condition correspond à une limite vers laquelle on ne pourrait tendre qu'en utilisant des éclairements très supérieurs à ceux qui sont atteints en plein soleil.

Le rendement réel dépend de la technologie utilisée et des dimensions de la cellule solaire.
En effet, d'une part, l'efficacité quantique K_λ, toujours inférieure à l'unité et variable avec la longueur d'onde, dépend de l'épaisseur de la couche antérieure; la longueur de diffusion (distance que parcourt en moyenne, dans la région antérieure, une charge excédentaire avant de se recombiner) est très faible et la vitesse de recombinaison en surface est très élevée : une grande partie des charges libérées à la surface et dans son voisinage immédiat n'atteignent la jonction que si la région antérieure est très mince; d'autre part, le transfert de l'énergie au circuit extérieur, caractérisé par le « coefficient de forme » Q , est affecté par la résistance transversale de la couche : lorsqu'on diminue l'épaisseur de la couche antérieure, sa résistance croît et le rendement du générateur diminue.
Avec la géométrie que nous avons adoptée pour nos cellules, le rendement optimal est atteint lorsque l'épaisseur de la couche antérieure est telle que, d'une part, l'efficacité quantique soit suffisamment élevée pour que les courants photoélectriques atteignent $30 \text{ mA} \cdot \text{cm}^{-2}$ et, d'autre part, la perte de rendement due à la résistance série ne dépasse pas 10 % en valeur relative.

Caractéristiques théoriques [4]

Caractéristiques courant-tension.

La différence de potentiel v aux bornes d'une cellule solaire éclairée est liée à la densité de courant j, débité dans le circuit extérieur, par la formule :

$$j = j_0 \left(e^{\frac{v}{\nu}} - 1\right) - j_E \ , \qquad (3)$$

où j_E est la densité de courant photoélectrique,

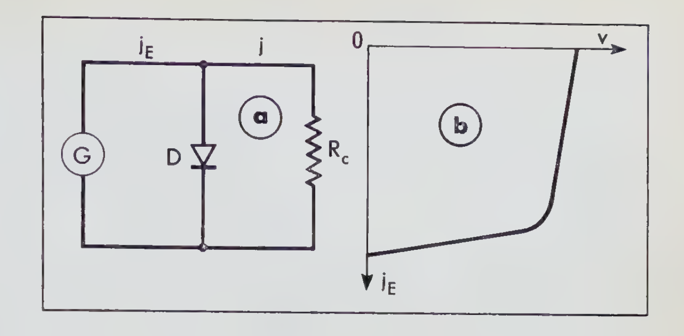


Fig. 1. *Cellule solaire idéale.*

a) circuit équivalent ;

b) caractéristique densité de courant-tension.

j_0 la densité de courant d'obscurité,

et $\nu \sim \dfrac{kT}{q}$ avec

q : charge de l'électron,
k : constante de Boltzmann,
T : température absolue.

La cellule solaire peut être représentée par le schéma équivalent reproduit sur la *figure* 1, dans lequel la source *G* débite un courant j_E dans un circuit qui comprend, en parallèle, une diode *D* et la résistance de charge R_C parcourue par le courant d'utilisation j .

La caractéristique de la diode *D*, polarisée dans le sens direct, est donnée par la relation :

$$j_D = j_0 \left(e^{\frac{v}{\nu}} - 1\right) \ .$$

Courant photoélectrique.

La densité de courant photoélectrique j_E est la somme des termes j_{En} et j_{Ep} provenant de la génération photoélectrique dans les régions *n* et *p*.

Si $K_{\lambda n}$ et $K_{\lambda p}$ sont les efficacités quantiques, pour la longueur d'onde λ, de ces deux régions, la quantité j_E peut s'écrire :

$$j_E = q \int_0^{\lambda_s} (K_{\lambda n} + K_{\lambda p}) \cdot \frac{dn}{d\lambda} \cdot d\lambda \ , \qquad (4)$$

où $\displaystyle\int_0^{\lambda_s} \frac{dn}{d\lambda} \cdot d\lambda$ représente le nombre total de photons (dus à la lumière solaire) absorbés dans le silicium.

Efficacité quantique.

Si nous supposons que la région antérieure (épaisseur a) est de type *n*, l'efficacité quantique $K_{\lambda n}$, pour la longueur d'onde λ, correspondant à la valeur α_λ du coefficient d'absorption dans le silicium, s'écrit :

$$K_{\lambda n} = \frac{L_n \alpha_\lambda}{(L_n \alpha_\lambda)^2 - 1} \left[\frac{P + L_n \alpha_\lambda}{P\, sh\left(\frac{a}{L_n}\right) + ch\left(\frac{a}{L_n}\right)} - \left\{ \frac{P\, ch\left(\frac{a}{L_n}\right) + sh\left(\frac{a}{L_n}\right)}{P\, sh\left(\frac{a}{L_n}\right) + ch\left(\frac{a}{L_n}\right)} + L_n \alpha_\lambda \right\} e^{-\alpha_\lambda a} \right], \quad (5)$$

où L_n est la longueur de diffusion des trous, supposée égale en tout point de la couche,

et $P = \frac{s \cdot L_n}{D}$, s étant la vitesse de recombinaison superficielle et D la constante de diffusion.

La contribution de la région *p* prend la forme simplifiée :

$$K_{\lambda p} = \frac{\alpha_\lambda L_p}{1 + \alpha_\lambda L_p} e^{-\alpha_\lambda a}, \quad (6)$$

car, en général, l'épaisseur totale de la plaque de silicium est très supérieure à la longueur de diffusion L_p des électrons.

2. Résultats expérimentaux

Méthodes de production

Les deux méthodes de production successivement mises au point aux *Laboratoires d'Electronique et de Physique Appliquée* utilisent la diffusion d'une impureté comme procédé de dopage du silicium [5]. Ce procédé simple et reproductible, donc facile à adapter à une fabrication en série, permet d'obtenir des couches très minces, continues et d'épaisseur uniforme.

Les cellules solaires étudiées ont un diamètre de 15 mm et une épaisseur de 0,4 mm environ (*fig.* 2). Les disques sont découpés dans des barreaux cylindriques monocristallins, obtenus par tirage, de résistivité moyenne égale à 0,1 $\Omega \cdot$ cm. Les plaquettes, dégraissées et décapées, sont placées dans un four porté à haute température, parcouru par un courant de gaz purifié entraînant une quantité déterminée d'impureté volatile. L'anhydride phosphorique P_2O_5, véhicule de l'élément *donneur*, le phosphore, est un oxyde stable, volatil, facile à utiliser; il se décompose, au contact du silicium chaud, en cédant son phosphore; cette réaction s'accompagne de la formation d'un film superficiel de verre, mélange de silice SiO_2 et d'anhydride phosphorique.

Une des plus grandes difficultés rencontrées lors de l'étude des cellules solaires fut la mise au point des procédés permettant d'obtenir un contact sur une couche diffusée mince; il doit en effet posséder un certain nombre de qualités difficiles à concilier : ce contact doit être ohmique (1), mécaniquement robuste, facile à réaliser, et sa résistance électrique doit être faible.

Première méthode

Elle consiste à utiliser une couche *n* assez épaisse — 4 microns environ — pour recevoir un contact ohmique. Après formation des contacts sur la couche *n* et la région *p* de la face postérieure du disque, on procède au masquage de cette face.

L'épaisseur de la région antérieure *n* est alors réduite par décapage chimique lent, contrôlé en cours d'opération.

Les résultats expérimentaux montrent que l'épaisseur optimale de la couche est environ 0,6 micron.

(1) *Un contact est dit ohmique lorsque la différence de potentiel entre ses bornes est proportionnelle à la densité de courant qui le traverse.*

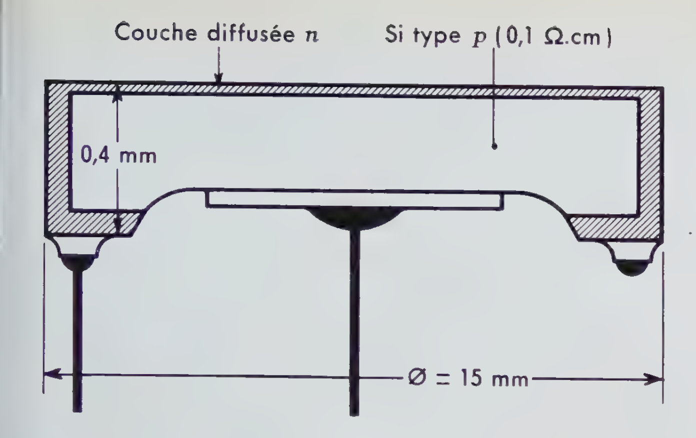


Fig. 2. *Coupe schématique d'une cellule solaire au silicium.*

La *figure* 3 représente les caractéristiques courant-tension d'une cellule au silicium, pour différentes valeurs de la durée de décapage. Sur la *figure* 4, sont reproduites les courbes de variations du rendement maximal ρ et du courant photoélectrique i_F en fonction de la durée de décapage de la couche antérieure.

Les difficultés que l'on rencontre pour adapter aux méthodes de fabrication industrielle un procédé de contrôle délicat, destiné à suivre le déroulement d'une opération sur chaque pièce traitée, et les conclusions de l'étude du décapage ([2]), nous ont amenés à dissocier le problème du contact sur la couche diffusée (qui conduit à réaliser une couche épaisse) du problème de la formation de la couche photoélectrique (cette couche doit être très mince pour que le rendement de la cellule soit élevé).

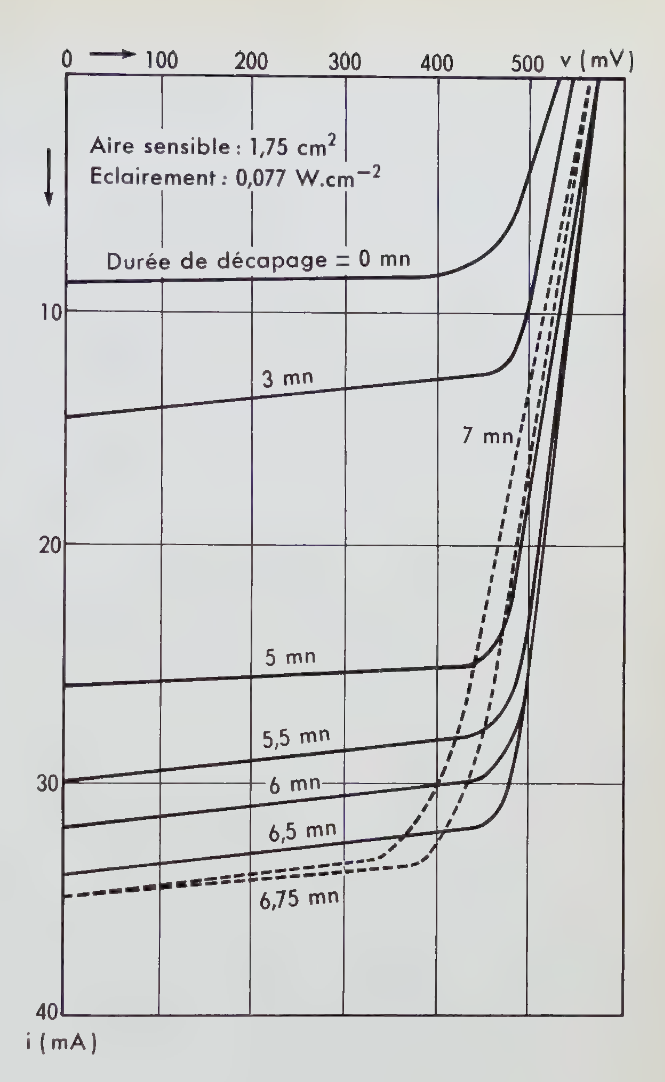


Fig. 3. *Caractéristiques courant-tension d'une cellule au silicium, pour diverses valeurs de la durée de décapage de la couche antérieure.*

Deuxième méthode

Elle comporte deux étapes :

1) On forme d'abord, par diffusion à haute température (1 100 °C pendant deux heures), une couche *n* épaisse — 5 à 6 microns — destinée à recevoir le contact ohmique et à établir la liaison entre ce contact et la région antérieure active. On attaque chimiquement une des faces du disque, jusqu'à disparition complète de la couche diffusée, l'autre face étant protégée par une laque résistant au bain chimique.

2) Après nettoyage des plaquettes, on procède à une deuxième diffusion de courte durée (10 minutes) à basse température (950 °C), destinée à former, sur la partie décapée de la plaquette, la région antérieure active. L'épaisseur optimale de cette couche est de l'ordre de 0,1 micron.

Outre la suppression d'un décapage contrôlé délicat, donc coûteux, cette seconde méthode présente, par rapport à la première, des avantages parmi lesquels on doit citer :

— la présence d'une couche de liaison aussi épaisse qu'on le désire, destinée uniquement à recevoir le contact ohmique ;

([2]) *L'étude de ce procédé de fabrication a permis de déceler l'existence d'une tranche superficielle de la couche diffusée, qui ne possède ni les propriétés électriques ni les propriétés optiques du silicium monocristallin faiblement dopé.*

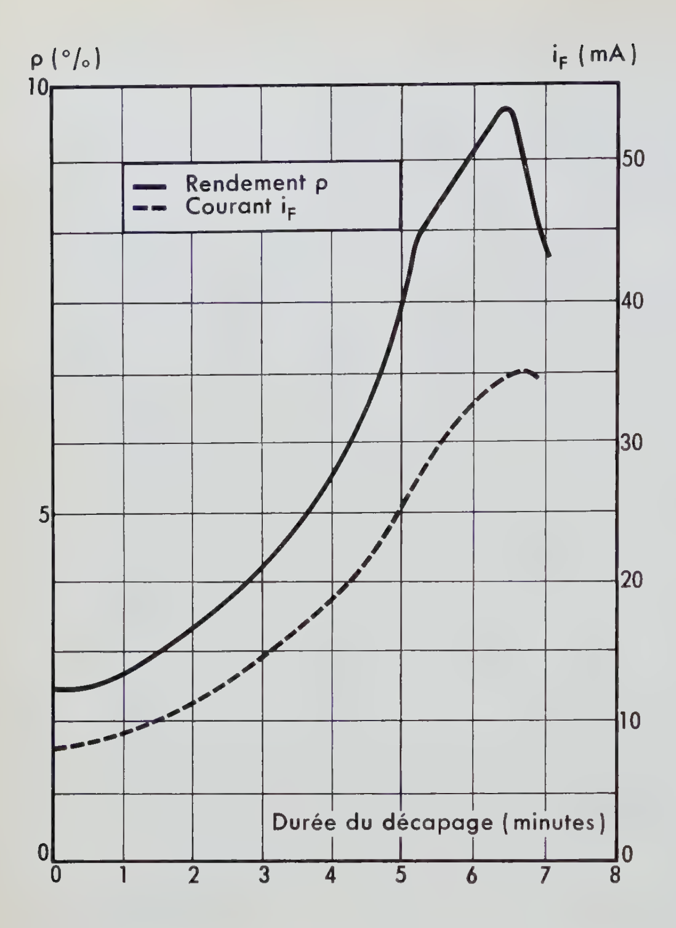


Fig. 4. *Variations du rendement maximal ρ et du courant photoélectrique i_F d'une cellule solaire au silicium, en fonction de la durée de décapage de la couche antérieure.*

— la protection de la surface exposée au rayonnement par la couche de verre résultant de la dissociation de l'anhydride phosphorique, au contact du silicium, lors de la diffusion.

Méthodes de mesures

Pour connaître les caractéristiques des diffusions et les principales propriétés que présente le matériau lorsqu'il a subi les traitements chimiques et thermiques, on est conduit à effectuer des mesures géométriques, électriques et photoélectriques.

Mesures des caractéristiques électriques et géométriques de la couche diffusée.

La résistance spécifique r de la couche diffusée — c'est-à-dire la valeur de la résistance d'un élément carré, mesurée entre deux contacts pris sur deux côtés parallèles — est déterminée à l'aide d'un ohmmètre à quatre pointes [5].

L'épaisseur de cette couche diffusée est déterminée par la méthode du biseau [5]. On taille dans la plaquette un biseau plan, optiquement poli, faisant un angle très petit avec la surface de la couche antérieure. On obtient ainsi une amplification apparente de la zone diffusée, inversement proportionnelle au sinus de l'angle du biseau. Après avoir mesuré l'angle à l'aide d'un microscope interférentiel éclairé en lumière monochromatique, on localise — par une révélation électrolytique ou photochimique — la ligne suivant laquelle la zone de transition entre les régions *n* et *p* affleure la surface.

Mesures des caractéristiques photoélectriques de la cellule solaire.

Efficacité quantique

En se reportant à la définition de l'efficacité quantique K_λ (page 306), on voit que l'on est amené à mesurer le courant photoélectrique $i_{F\lambda}$ débité par la cellule solaire recevant un flux monochromatique de valeur connue.

Le flux Φ_λ sortant d'un monochromateur double à prismes de quartz est mesuré à l'aide d'une thermopile soigneusement étalonnée, puis on substitue à cette pile la cellule solaire pour mesurer son courant photoélectrique $j_{E\lambda}$. Du rapport entre le courant et le flux lumineux, on déduit l'efficacité quantique par la relation :

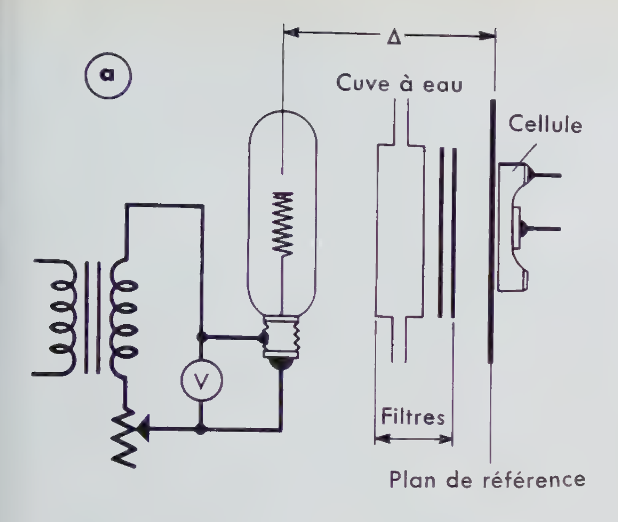
$$K_\lambda = \frac{hc}{q} \cdot \frac{1}{\lambda} \cdot \frac{j_{E\lambda}}{\Phi_\lambda} , \qquad (7)$$

où h est la constante de Planck et c la vitesse de la lumière.

Rendement global

Le rendement des cellules solaires dépend des conditions de fonctionnement (nébulosité, bandes d'absorption de l'atmosphère, température ambiante, ...) Pour effectuer des mesures dans des conditions aussi reproductibles que possible, nous avons dû construire une source artificielle simulant la lumière solaire : elle est constituée par une lampe à filament de tungstène et un ensemble de filtres colorés (*fig.* 5a).

Entre la lampe portée à une température de couleur de 2 850 °K et la cellule à mesurer, sont interposés



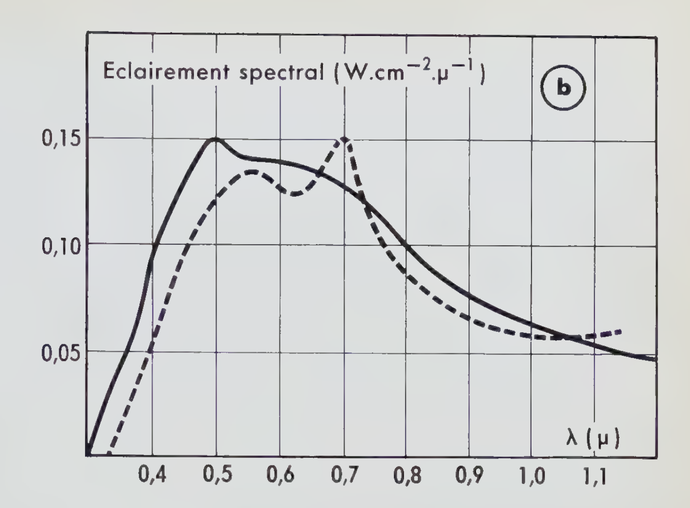


Fig. 5. *Source simulant la lumière solaire.*

a) schéma de principe ;

b) courbes de répartition spectrale de l'éclairement donné par la source (trait discontinu) et de répartition spectrale de l'éclairement solaire (trait continu — d'après Villena [1]).

une cuve à eau et deux filtres à faces planes et parallèles (verres *Chance* type OB8 et *Sovirel* type *Katathermic*). La cuve à eau absorbe les radiations de longueur d'onde supérieure à 1,2 micron et évite un échauffement de la cellule solaire. L'épaisseur de chaque filtre a été calculée pour que la répartition spectrale de la lumière issue de la source soit sensiblement la même que celle de la lumière solaire reçue au niveau du sol (*fig.* 5b), dans un domaine spectral compris entre 0,4 et 1,15 micron.

On peut faire varier l'éclairement de la cellule en modifiant la distance Δ qui sépare le récepteur du plan du filament de l'ampoule. Cette distance est réglée de façon telle qu'une cellule étalonnée au soleil débite un courant photoélectrique correspondant à un éclairement de 0,1 $W \cdot cm^{-2}$. L'éclairement solaire, lors de cet étalonnage, est mesuré à l'aide d'une thermopile de sensibilité connue.

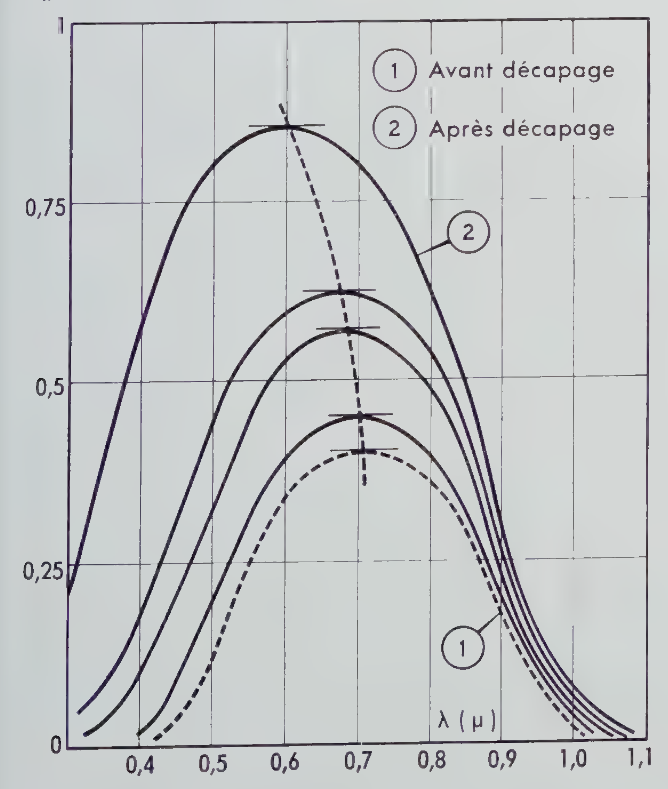


Fig. 6. *Courbes de variations de l'efficacité quantique K_λ d'une cellule solaire au silicium, en fonction de la longueur d'onde λ, à différents stades de l'opération de décapage.*

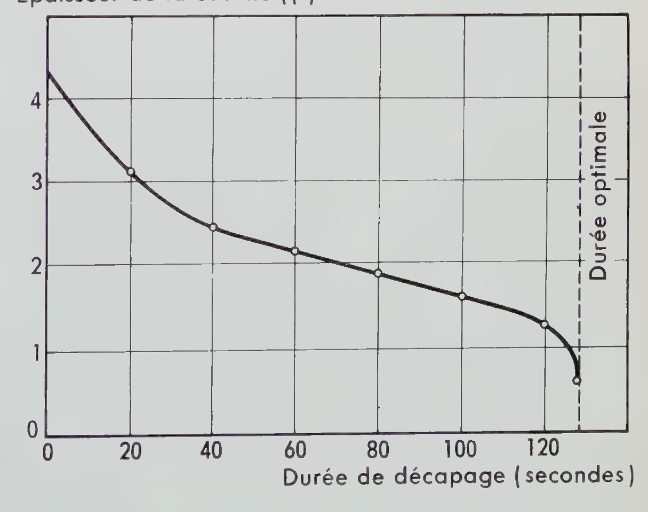


Fig. 7. *Epaisseur de la couche diffusée antérieure en fonction de la durée de décapage.*

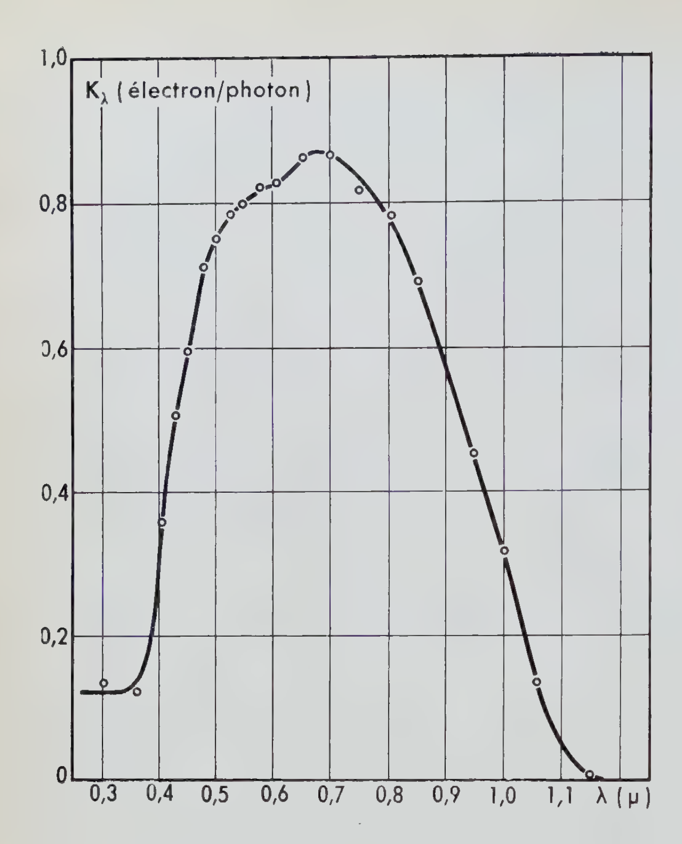


Fig. 8. *Variation de l'efficacité quantique en fonction de la longueur d'onde, pour une cellule réalisée par la deuxième méthode.*

Propriétés photoélectriques des cellules solaires

Sur la *figure* 6, on a reproduit les courbes de variations de l'efficacité quantique K_λ, en fonction de la longueur d'onde, déterminées à différentes étapes du décapage de la face antérieure d'une cellule solaire réalisée selon la première méthode.
La courbe de la *figure* 7 représente la variation d'épaisseur de la couche diffusée antérieure en fonction de la durée de l'attaque chimique. Ces deux figures montrent bien que la diminution de l'épaisseur de la couche diffusée de type *n* entraîne une augmentation sensible de l'efficacité quantique, donc du rendement global de la cellule.
La courbe de la *figure* 8 représente l'efficacité quantique en fonction de la longueur d'onde, mesurée sur une cellule obtenue par la deuxième méthode. En utilisant les relations (5) et (6) (page 308), on peut tracer un réseau de courbes calculées [7] représentant l'efficacité quantique en fonction de la longueur d'onde, pour différentes valeurs des paramètres P, L_n et L_p, le coefficient d'absorption du silicium α_λ étant connu pour chaque longueur d'onde et l'épaisseur a étant déterminée par une mesure directe. La comparaison entre les courbes calculées de cette façon et la courbe expérimentale permet d'évaluer l'ordre de grandeur des longueurs de diffusion réelles L_n et L_p, ainsi que la vitesse de recombinaison superficielle.
Pour les cellules réalisées selon la première méthode, on trouve qu'avec une épaisseur de 0,6 μ pour la couche antérieure, les longueurs de diffusion sont de 0,5 micron dans cette couche et 50 microns dans la région *p*, la vitesse de recombinaison en surface étant très grande, toujours nettement supérieure en tout cas à $L_n \alpha_\lambda$.
Pour les cellules obtenues selon la deuxième méthode, une épaisseur de couche active d'environ 0,2 μ conduit, en tenant compte des variations spectrales de K_λ, à une longueur de diffusion de 1 μ dans cette région, de 50 μ dans la région *p*, et à une vitesse de recombinaison superficielle s de $2 \cdot 10^6\ \mathrm{cm} \cdot \mathrm{s}^{-1}$; (cette dernière valeur s'explique du fait que l'efficacité quantique est encore d'environ 10 % pour des longueurs d'onde très courtes).

Propriétés électriques du générateur

Le schéma équivalent du générateur théorique (*fig.* 1) doit être légèrement modifié pour tenir compte de la structure réelle du dispositif : on utilisera le schéma reproduit sur la *figure* 9a, dans lequel la résistance R_s, placée en série avec le circuit d'utilisation, représente la résistance du contact ajoutée à celle de la couche diffusée.
Si le contact pris sur le silicium est réalisé dans des

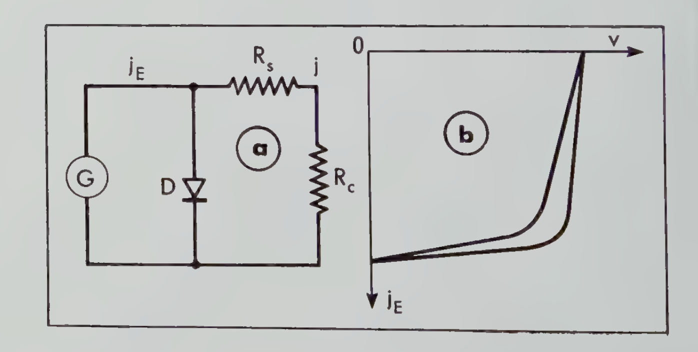


Fig. 9. *Cellule solaire au silicium.*

a) circuit équivalent ;

b) caractéristique tension-densité de courant.
Courbe extérieure : sans résistance série
Courbe intérieure : avec résistance série R_s.

conditions normales — choix correct du matériau constituant le contact, température de cuisson bien adaptée, surfaces chimiquement propres — la résistance parasite due à ce contact est négligeable.
Par contre, les effets de la résistance transversale de la couche diffusée (très fortement dopée mais très mince) ne peuvent être réduits que par des artifices, soit en diminuant la distance entre les contacts, c'est-à-dire en utilisant des cellules de plus petite dimension, soit en déposant sur la surface de la couche antérieure une fine grille très conductrice collectant les charges majoritaires correspondant au courant i et les drainant jusqu'au contact terminal.

Le schéma équivalent de la *figure* 9a constitue une première approximation qui n'a pas la prétention de représenter le phénomène réel : il est valable dans le cas où la résistance parasite est localisée au voisinage des contacts. Dans ce cas, la relation tension-densité de courant du générateur peut se mettre sous la forme :

$$j = j_0 \left[e^{\frac{v - Rj}{v}} - 1 \right] - j_E \, , \qquad (8)$$

qui correspond à la caractéristique reproduite sur la *figure* 9b.

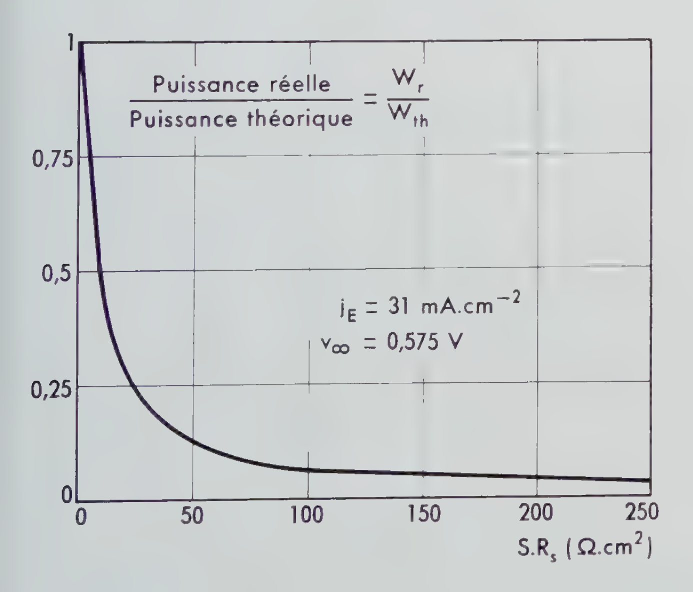
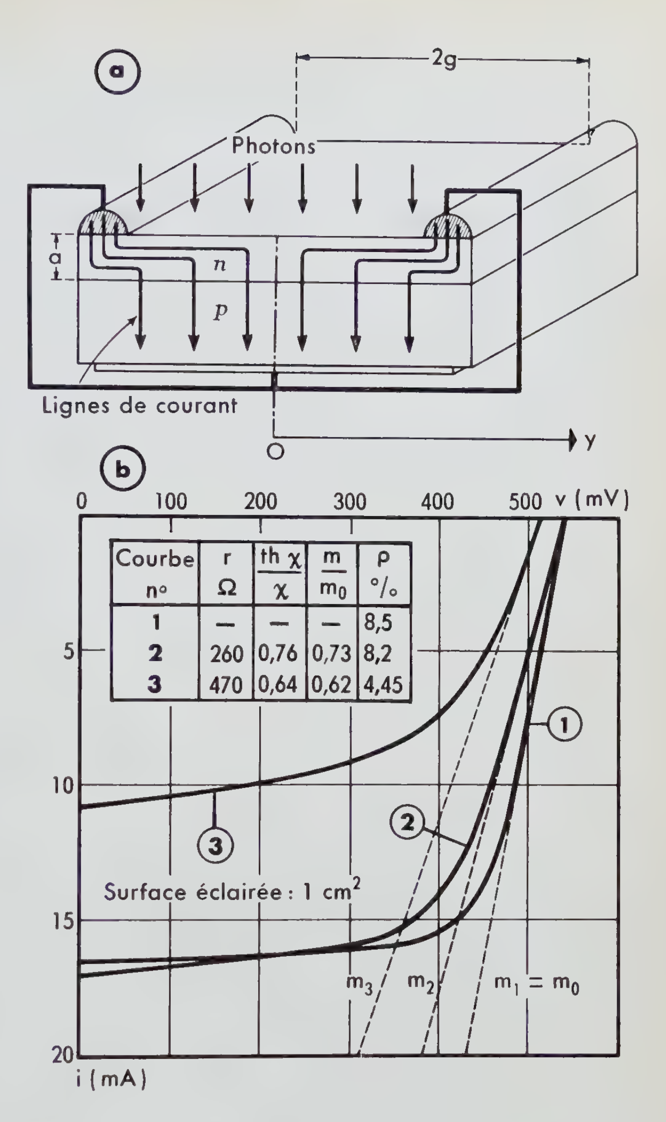


Fig. 10. *Variation du rapport de la puissance réelle W_r à la puissance théorique W_{th} d'une cellule solaire, en fonction de la résistance série R_s .*

W_r : puissance d'une cellule dont le schéma équivalent comporte une résistance série (fig. 9a).

W_{th} : puissance d'une cellule dont le schéma équivalent ne contient pas de résistance série (fig. 1a).



Courbe n°	r Ω	th χ / χ	m / m_0	ρ °/o
1	—	—	—	8,5
2	260	0,76	0,73	8,2
3	470	0,64	0,62	4,45

Fig. 11. *Influence de la résistance spécifique de la couche antérieure sur le rendement d'une cellule.*

a) répartition des lignes de courant dans la cellule ;

b) influence de la résistance spécifique sur les caractéristiques courant-tension.

La courbe de la *figure* 10 représente le rapport entre la puissance maximale réelle W_r et la puissance théorique W_{th} en fonction de la résistance série R_s . Les calculs ont été faits en considérant que la densité de courant photoélectrique j_E était égale à 31 mA · cm^{-2}, et en prenant pour différence de potentiel en circuit ouvert v_∞ = 0,575 volt. On voit que le rendement d'une cellule dont la résistance série équivalente est de 2,5 Ω · cm^2 est égal à 86 % du rendement théorique.
En pratique, la région antérieure est très mince et on doit alors considérer que la résistance est uniformément répartie dans toute la couche.

Dans le cas d'une cellule parallélépipédique (*fig.* 11a)

et en supposant que le potentiel est uniforme dans le milieu *p*, le calcul conduit à l'équation différentielle :

$$\frac{d^2 v_y}{d y^2} = r j_E \left[e^{\frac{v_y - v_\infty}{\nu}} - 1 \right] , \qquad (9)$$

où v_y est la différence de potentiel entre les régions *n* et *p*, au point d'abscisse y de la couche diffusée (de résistance spécifique r) ;

$v_\infty = \nu L_n \frac{j_E}{j_0}$ est la différence de potentiel en circuit ouvert.

Cette équation peut être résolue pour des valeurs de i voisines de zéro (point de courant nul). Le rapport entre les pentes m et m_0 des tangentes aux caractéristiques (*fig.* 11b) en ce point est donné par la relation :

$$\frac{m}{m_0} = \frac{th\,\chi}{\chi} \; ; \qquad (10)$$

m_0 est la pente de la caractéristique idéale,
m celle de la caractéristique d'une cellule dont la résistance spécifique de la couche diffusée est r.
$\chi = \sqrt{r}\,\sqrt{m_0} \cdot g$,
2g est la distance qui sépare les deux contacts pris sur la couche diffusée.

Une analogie simple (*fig.* 12a) a permis de vérifier le calcul précédent et de tracer les courbes de variation du potentiel d'un point à l'autre de la couche, d'une part, et les caractéristiques courant-tension, d'autre part (*fig.* 12b).
Un procédé plus exhaustif (mais plus compliqué) pour traiter l'équation (9) est donné dans le premier article de ce numéro d'*Acta Electronica* : il permet, après détermination des paramètres (r, j_E, différence de potentiel de circuit ouvert, largeur de la cellule), de prévoir la forme complète de la caractéristique tension-courant et d'évaluer a priori la perte de rendement due à la résistance de couche.
La détermination de la caractéristique courant-tension de la jonction dans l'obscurité peut être

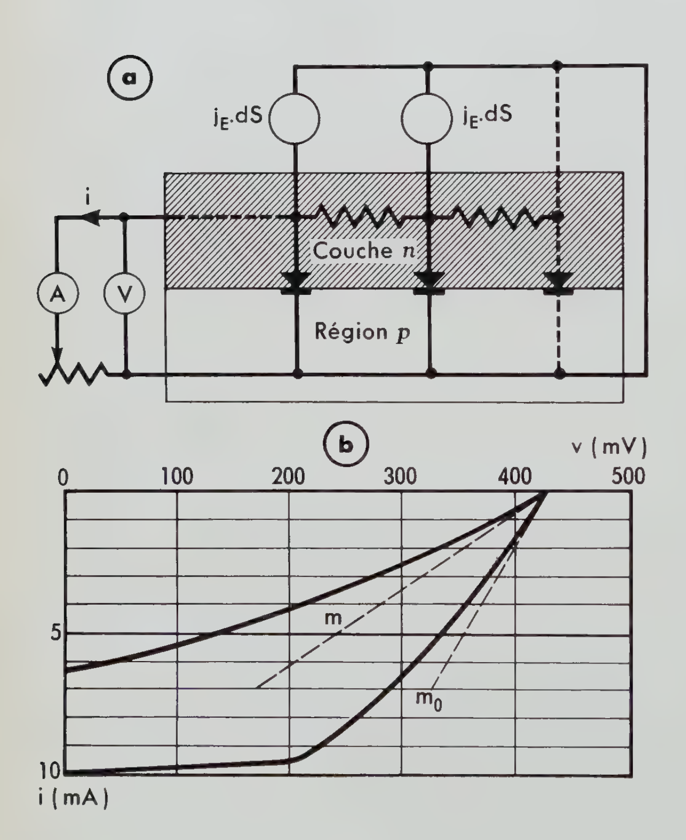


Fig. 12. *Modèle analogique pour l'étude de l'influence de la résistance spécifique de la couche antérieure.*

a) schéma du modèle analogique ;

b) caractéristiques courant-tension.

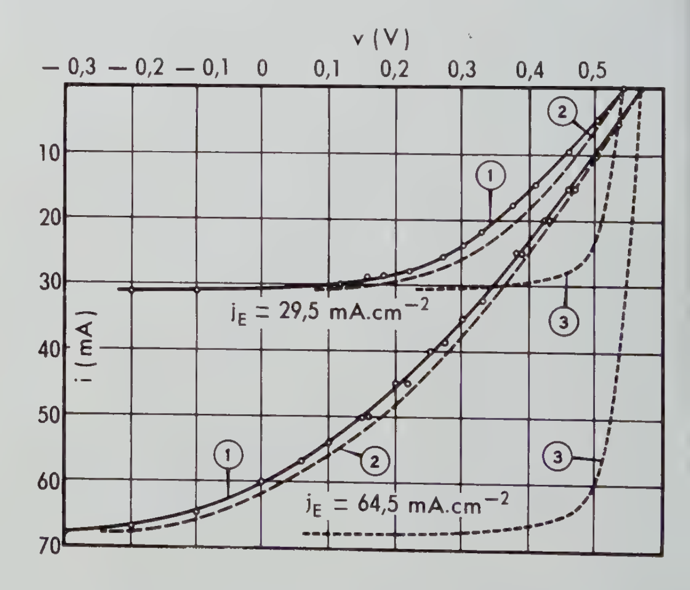


Fig. 13. *Caractéristiques courant-tension, théoriques et expérimentales, d'une cellule parallélépipédique ($\nu = 25{,}9$ mV ; $r = 35\ \Omega$).*

1 : courbes expérimentales ;

2 : courbes théoriques faisant intervenir la résistance R_S ;

3 : courbes théoriques obtenues lorsqu'on néglige la résistance R_S .

faite sur une cellule solaire, sans que la résistance de la couche et des contacts intervienne, en mesurant pour divers éclairements le courant obtenu en court-circuit ($v = 0$) ou pour une faible polarisation inverse ($v \sim -0{,}1$ à $-0{,}5$ volt) et la différence de potentiel en circuit ouvert v_∞. En effet, si l'on néglige le courant traversant la barrière de potentiel dans les régions photoélectriquement inactives de la jonction, on voit, d'après la relation (8), que l'on a, en circuit ouvert :

$$0 = j_0 \left(e^{\frac{v_\infty}{\nu}} - 1 \right) - j_E \,.$$

La courbe $j_E = f(v_\infty)$ est donc la caractéristique courant-tension. L'expérience montre que l'erreur commise en omettant la contribution des régions photoélectriquement inactives de la jonction est le plus souvent négligeable.

C'est par ce procédé que les résultats expérimentaux de la *figure* 23 de l'article de F. Desvignes [4] ont été obtenus.

La *figure* 13 permet de comparer les courbes théoriques et expérimentales concernant une cellule parallélépipédique dont la largeur, entre les deux contacts latéraux, est 15 mm ; la résistance spécifique de la couche *n*, mesurée à l'ohmmètre à quatre pointes, est environ 35 Ω et le paramètre ν, déduit de la caractéristique d'obscurité, est, dans la région intéressante ($0{,}3 < v < 0{,}56$ V), égal à 25,5 mV. Chacun des deux groupes de courbes correspond à un éclairement différent. L'écart entre le résultat théorique avec résistance et le résultat expérimental peut être attribué à la résistance des contacts dont la valeur intrinsèque, mesurée indépendamment sur des échantillons spécialement préparés, est estimée à $2 \cdot 10^{-2}\ \Omega \cdot \mathrm{cm}^2$ pour le contact sur la région *p*, et $2 \cdot 10^{-1}\ \Omega \cdot \mathrm{cm}^2$ pour le contact sur la couche *n*.

3. Conditions d'utilisation

Généralités

Les cellules photovoltaïques sont des convertisseurs statiques réunissant de nombreux avantages, parmi lesquels on peut citer : la longévité, la fiabilité et la légèreté.

La durée de vie de batteries solaires utilisées dans des conditions climatiques normales est certainement très longue. Des essais, entrepris en collaboration avec l'*Université du Chili*, sont en cours depuis trois ans. Les caractéristiques de cellules exposées au rayonnement solaire, tant au bord de la mer que dans le désert du Nord du Chili, n'ont pas varié de façon significative.
Actuellement, les cellules solaires peuvent avantageusement remplacer les alimentations traditionnelles — si l'on bénéficie d'un ensoleillement suffisant — lorsque l'une des qualités mentionnées ci-dessus est requise. Toutefois, le prix de revient de ces cellules, encore très élevé, constitue le principal obstacle à la généralisation de leur emploi.
Nous nous proposons d'examiner quelques uns des problèmes qui se posent lors de l'établissement d'un projet d'installation de récupération de l'énergie solaire.

L'énergie électrique fournie par une batterie solaire à une charge d'utilisation dépend :

— de l'énergie reçue, c'est-à-dire de la valeur de l'éclairement solaire et de sa durée ;
— du mode de transformation, donc des propriétés photoélectriques du convertisseur ;
— des conditions d'utilisation, c'est-à-dire de la nature du circuit extérieur.

Énergie solaire reçue

Un élément de surface fixe par rapport à la Terre reçoit au cours du temps une puissance qui est fonction, d'une part de la situation géographique et des conditions climatiques du lieu où se trouve placé ce récepteur, d'autre part de son orientation.

Rayonnement solaire reçu par la Terre (3).

Au cours d'une révolution complète autour du Soleil, la distance entre le Soleil et la Terre varie

(3) *Le lecteur trouvera des renseignements plus complets dans les articles de* E. Vassy (*Le rayonnement solaire*) *et* G. Frick — F. Desvignes (*Mesures solarimétriques effectuées dans le Nord du Chili*) *publiés dans Acta Electronica, vol.* 3, *n°* 2, *avril* 1959.

seulement de $\pm$ 1,7/100 ; il en résulte que l'éclairement, en dehors de l'atmosphère terrestre, ne varie que de $\pm$ 3,4 % au cours d'une année.
La valeur moyenne de cet éclairement, appelée *constante solaire*, est de 1,39 $\pm$ 0,2 $kW \cdot m^{-2}$.

L'énergie reçue au niveau du sol peut être considérée comme

— transmise directement,
— diffusée par l'atmosphère et éventuellement par les objets environnant la surface réceptrice.

Au niveau de la mer, à midi, par beau temps clair, en un lieu situé entre 40 et 60 degrés de latitude, on peut admettre en première approximation que l'éclairement direct d'un plan orienté perpendiculairement à la direction du soleil est égal à 0,8 $\pm$ 0,15 $kW \cdot m^{-2}$ et que l'éclairement total est de 1,0 $\pm$ 0,2 $kW \cdot m^{-2}$.

Éclairement d'une surface : influence des conditions géographiques.

Par beau temps, l'éclairement dû au soleil dépend du lieu et du jour pour les raisons suivantes :

1) L'angle d'incidence u (*fig.* 14) entre la normale au récepteur et la direction des rayons solaires varie avec l'angle horaire H, la latitude ℓ', la déclinaison δ et l'angle θ que fait la normale au récepteur avec la verticale du lieu. L'angle δ que fait la direction des rayons solaires avec le plan équatorial est compris entre $-$ 23°27′ (solstice d'hiver) et $+$ 23°27′ (solstice d'été).

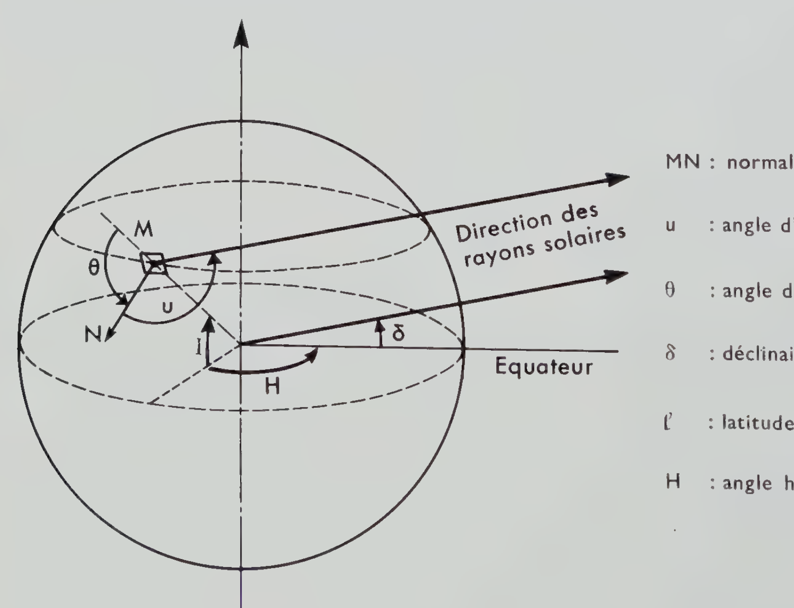
2) L'épaisseur de la couche atmosphérique traversée par les rayons solaires dépend de l'angle d'incidence ; cet effet est sensible uniquement pendant une heure après le lever du soleil et pendant une heure avant son coucher.

3) La composition de l'atmosphère, en particulier la teneur en vapeur d'eau, varie avec les saisons.

L'éclairement E de la surface du récepteur est lié à l'éclairement E_0 d'une surface perpendiculaire aux rayons solaires par la formule :

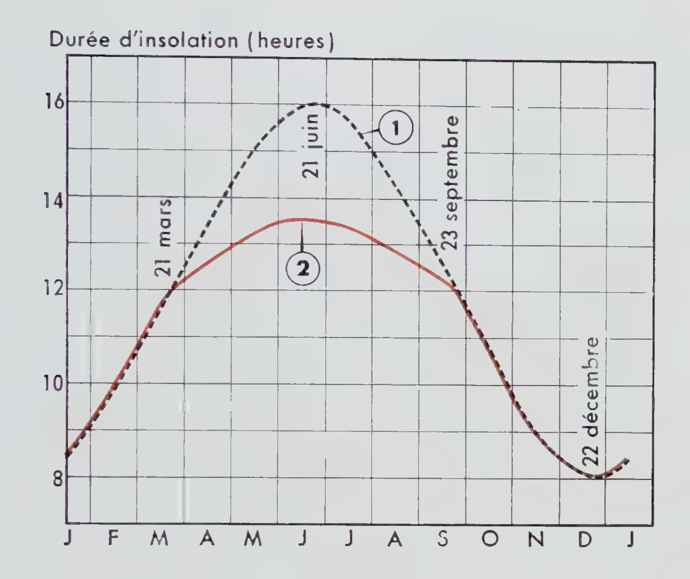
$$E = E_0 \cos u =$$

$$E_0 \left[\cos (\ell' - \theta) \cos \delta \cos H + \sin (\ell' - \theta) \sin \delta \right]. \quad (11)$$



MN : normale au plan du récepteur ;
u : angle d'incidence des rayons solaires ;
θ : angle d'orientation du récepteur ;
δ : déclinaison ;
ℓ' : latitude du lieu où se trouve le récepteur ;
H : angle horaire.

Fig. 14. *Paramètres définissant les conditions géographiques d'une cellule solaire.*



Courbe 1 : durée du jour ($\ell = 49^o$) Courbe 2 : durée d'insolation journalière ($\theta = 24^o$, $\ell - \theta = 25^o$).

Fig. 15. *Variations saisonnières de la durée d'insolation d'une cellule solaire.*

L'éclairement d'un récepteur placé horizontalement est donné par la même formule dans laquelle l'angle θ est nul.

La durée $\mathcal{D}$ du jour solaire, exprimée en heures, est fournie par la relation :

$$\mathcal{D} = 12 - \frac{24}{\pi} \, arc \, sin \, (tg \; \delta \cdot tg \; \ell) \; . \qquad (12)$$

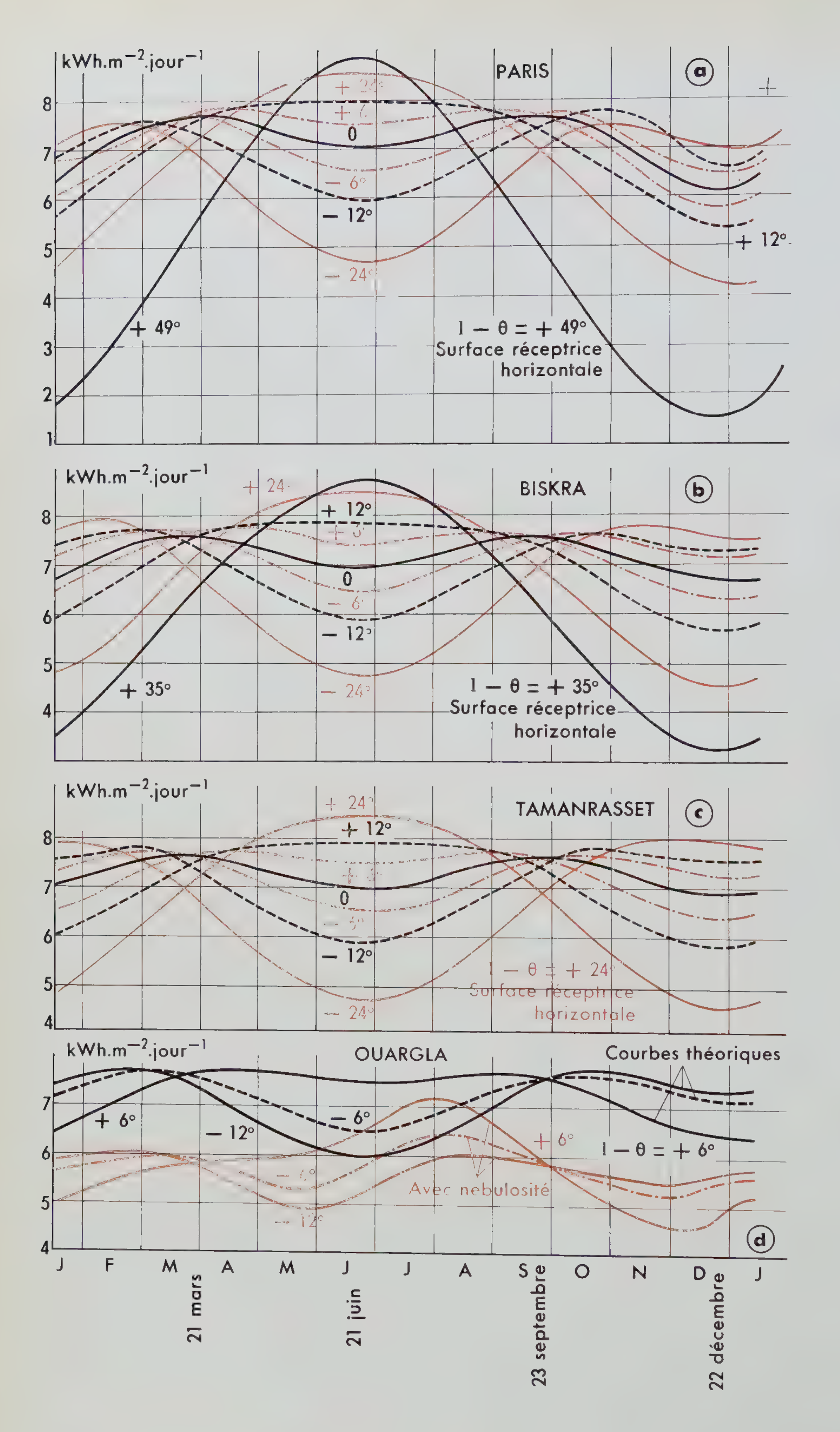
Énergie journalière.

Au cours d'une journée, l'énergie reçue par le récepteur est donnée par la formule :

$$U_J = \int_{-T_0}^{+T_0} E \cdot dt \; . \qquad (13)$$

Un récepteur incliné par rapport à l'horizontale du lieu est éclairé par le soleil pendant une durée $2\,T_0$, toujours au plus égale à la durée du jour solaire. La *figure* 15 représente la durée théorique d'ensoleillement (courbe 2) d'une surface située à Paris ($\ell = 49^o$) et dont la normale fait un angle de 24° avec la verticale. La courbe (1) de la même figure donne la durée théorique du jour en fonction de la saison.

Les réseaux de courbes des *figures* 16a, 16b et 16c donnent les variations saisonnières de l'énergie reçue, par jour et par unité d'aire, par des récepteurs situés respectivement aux latitudes 49° (Paris), 35° (Biskra) et 24° (Tamanrasset). Les courbes de chacun de ces réseaux correspondent à diverses valeurs de l'angle θ entre la normale au récepteur, supposée dans le plan méridien, et la verticale du lieu. Les valeurs numériques portées en ordonnées supposent que l'on peut assimiler le rayonnement total reçu à un rayonnement exclusivement direct, et que l'éclairement produit par ce rayonnement direct sur un plan perpendiculaire aux rayons solaires est constamment égal à $1 \; kW \cdot m^{-2}$.



Sur la *figure* 16d, on a reproduit, en plus des courbes théoriques, les courbes tenant compte de la nébulosité, pour la région de Ouargla ($\ell = 32°$) [6].

Le problème de l'utilisation de l'énergie solaire est lié à celui de l'emmagasinage de l'énergie. Dans le cas où la puissance installée est faible — en particulier dans les alimentations d'équipements électroniques — on ne peut songer à emmagasiner l'énergie pendant de longues périodes. On a donc intérêt à disposer d'une source qui fournisse une énergie aussi constante que possible au cours de l'année.

Les calculs théoriques précédents permettent de déterminer, dans la limite de validité des hypothèses, l'orientation la plus favorable à donner au récepteur c'est-à-dire celle pour laquelle les minimums de l'énergie journalière d'hiver et d'été sont égaux.

La courbe de la *figure* 17 représente, en fonction de la latitude ℓ, l'angle $\ell - \theta$ que doit faire la normale au récepteur avec le plan équatorial pour obtenir

Fig. 16. *Variations saisonnières de l'énergie journalière reçue par unité de surface, pour diverses valeurs de* $\ell - \theta$.

a) $\ell = 49°$ (Paris) ;
b) $\ell = 35°$ (Biskra) ;
c) $\ell = 24°$ (Tamanrasset) ;
d) $\ell = 32°$ (Ouargla) : courbes théoriques et courbes tenant compte de la nébulosité.

cette égalité. En particulier, on s'aperçoit que, pour une latitude correspondant au parallèle de Paris ($\ell = 49^o$), cet angle est légèrement supérieur à -6°, ce qui signifie que la normale à la surface devrait faire avec la verticale un angle voisin de 55°.

Influence des conditions climatologiques.

Les résultats du calcul précédent peuvent s'appliquer presque intégralement à des régions très ensoleillées dont la latitude est comprise entre -35° et $+35^o$ environ. Il faut simplement apporter quelques légères corrections destinées à tenir compte, par exemple, de l'effet de brumes qui se manifeste au cours des journées d'été et entraîne une diminution de la transparence de l'atmosphère.
Une comparaison entre les calculs théoriques et des mesures solarimétriques montre que l'écart est toujours inférieur à 5 %. Par contre, il n'en serait plus de même si l'on envisageait de récupérer l'énergie solaire dans les régions à forte nébulosité où l'ensoleillement est aléatoire.
Pour avoir des renseignements précis sur ce point, nous avons installé, dans la banlieue parisienne, en un endroit dégagé, une cellule solaire au silicium, de façon telle que la normale à sa surface sensible soit à la fois dans le plan équatorial et dans le plan méridien du lieu ($\theta = 49^o$). Afin que les résultats soient faciles à dépouiller et à interpréter, cette cellule a été connectée à un appareil enregistreur donnant une indication proportionnelle au courant de court-circuit, c'est-à-dire, en pratique, au courant i_F. Les *figures* 18a, b, c, d sont des fac-similés de quatre enregistrements particulièrement typiques correspondant respectivement à un jour à ciel clair, un jour à ciel très légèrement voilé, un jour nuageux et un jour couvert. Ces enregistrements ont été poursuivis pendant un an (avec une interruption de trois semaines pendant la fin de l'été). La *figure* 19 représente les quantités d'électricité fournies journellement par cette cellule dont l'aire effective était 1,74 cm^2, le rendement 9 % (à la charge optimale) et la densité de courant photoélectrique (court-circuit) 23,6 $mA \cdot cm^{-2}$ (courant 41 mA) pour un éclairement de 1 $kW \cdot m^{-2}$. Sur cette même figure, l'échelle de droite donne l'énergie que l'on aurait pu obtenir dans une charge optimale à tension constante ($v = 0{,}425$ volt), par unité d'aire.
Nous reviendrons plus loin sur l'utilisation pratique de tels résultats, à propos de l'étude de l'accumulation de l'énergie, mais nous pouvons déjà remarquer que, dans la région parisienne, la quantité d'électricité produite en décembre et janvier est de l'ordre du septième de ce qu'elle serait si le ciel demeurait parfaitement clair. Cela démontre, si toutefois il en était besoin, que l'utilisation de l'énergie solaire sous de tels climats paraît d'un intérêt bien médiocre.

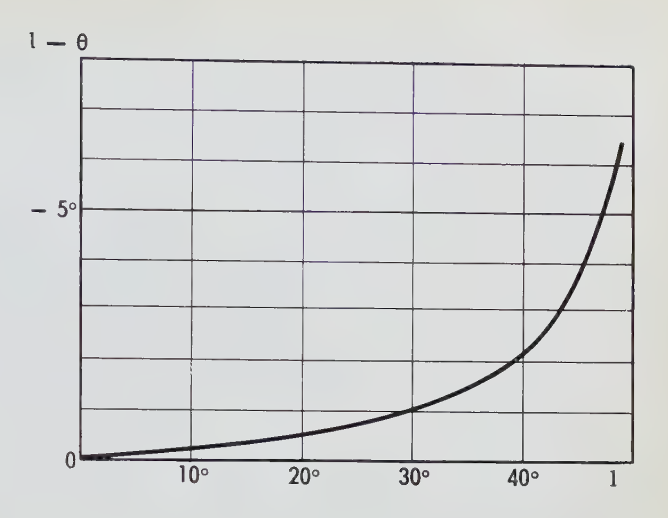


Fig. 17. *Variations, avec la latitude ℓ, de l'orientation $\ell - \theta$ permettant d'obtenir la même énergie par unité de surface et par jour le 21 juin et le 22 décembre.*

Propriétés du convertisseur d'énergie

Dans ce qui précède, nous avons considéré l'énergie reçue par la surface du récepteur. Pour utiliser au mieux cette énergie, il faut encore bien connaître les propriétés pratiques du convertisseur.
Le rendement énergétique des cellules solaires dépend de certains paramètres dont nous allons étudier l'influence.
Comme le lecteur a pu le voir dans l'article précédent, l'étude expérimentale du rendement peut être faite en considérant deux étapes successives : la transformation de l'énergie lumineuse en courant photoélectrique, puis le transfert de l'énergie portée par ce courant à la charge extérieure. Nous allons donc étudier successivement les paramètres d'utilisation qui interviennent dans ces deux phases.

Influence de l'angle d'incidence sur le courant photoélectrique.

La puissance reçue par unité de surface, c'est-à-dire l'éclairement énergétique d'un plan éclairé par une source très éloignée, dépend de l'angle d'incidence u des rayons. Si la distance de la source est pratiquement constante, cet éclairement est proportionnel à *cos* u. On peut se demander si, pour des raisons diverses (pertes par réflexion notamment), le rap-

Fig. 18. *Variations journalières du courant photoélectrique fourni par une cellule solaire dans la région parisienne. On a choisi quatre enregistrements correspondant à des cas types de nébulosité.*

mA

Dimanche 23 Juillet 1961

c

midi solaire

40
30
20
10
0

Heures

4 6 8 10 12 14 16 18 20

mA

Dimanche 15 Janvier 1961

d

midi solaire

40
30
20
10
0

Heures

4 6 8 10 12 14 16 18 20

a) ciel clair, sans brume ;
b) ciel clair, légèrement brumeux ;
c) ciel clair avec cumulus ;
d) ciel couvert pendant la majeure partie de la journée.

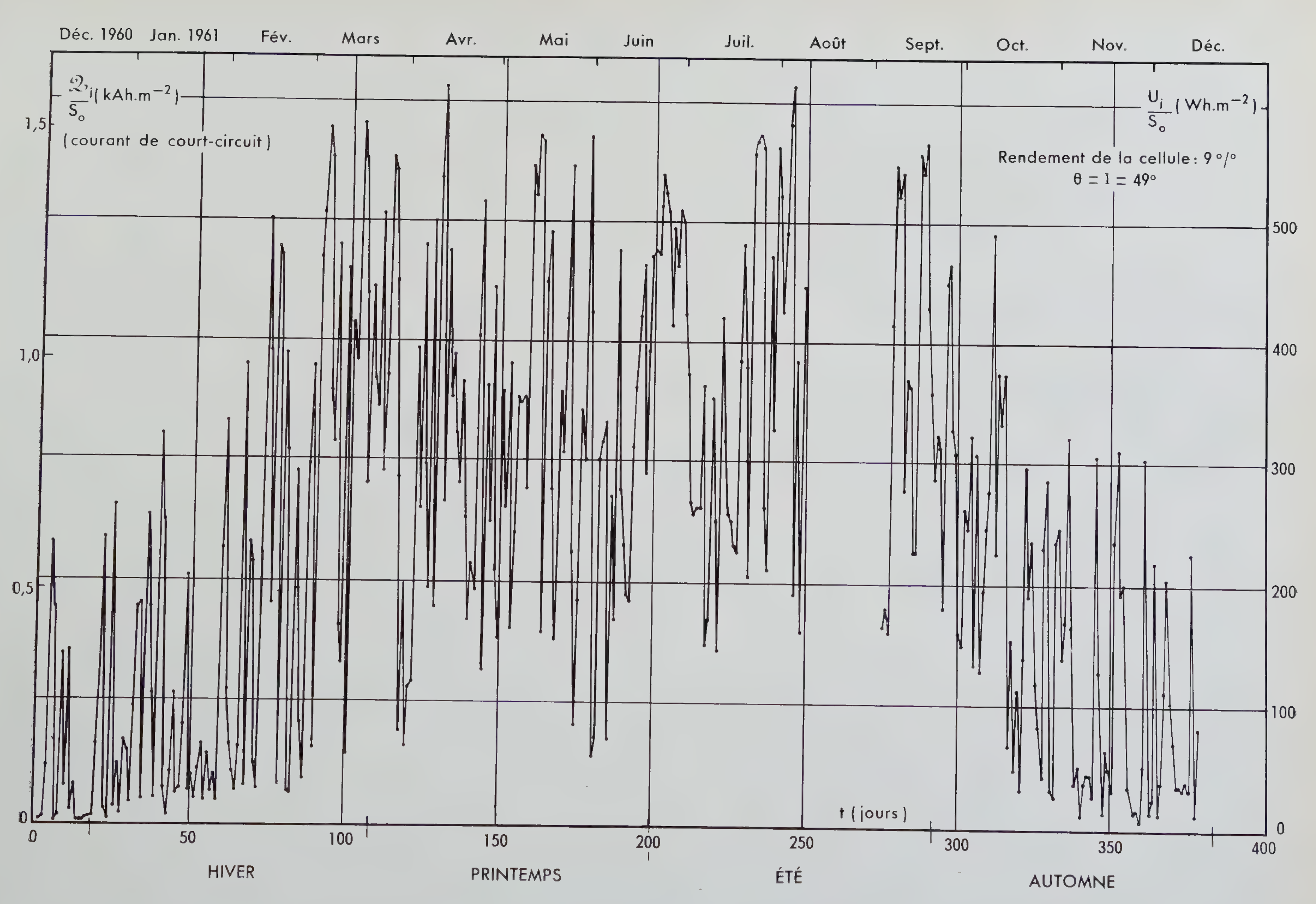


Fig. 19. *Quantité d'électricité et énergie fournies journellement par une cellule solaire au cours de l'année 1961.*

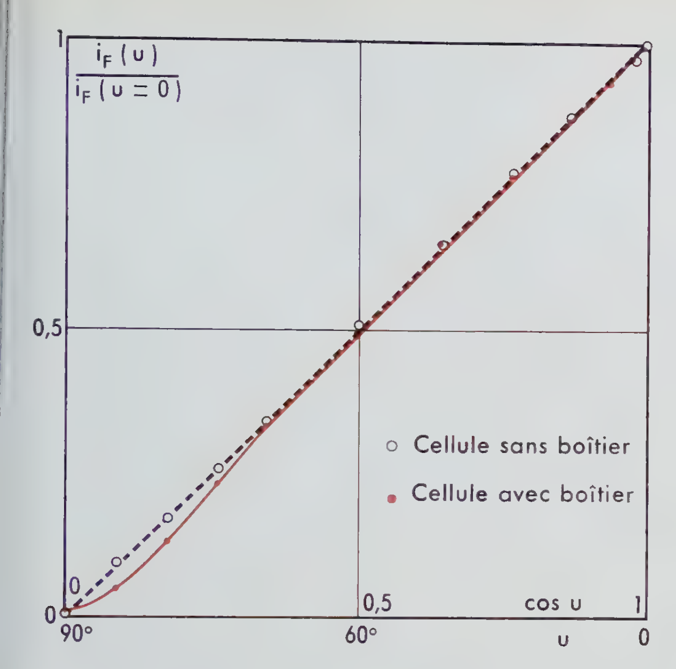


Fig. 20. *Variations relatives du courant photoélectrique i_F (u) fourni par une cellule solaire, pour une lumière incidente donnée, en fonction de cos u.*

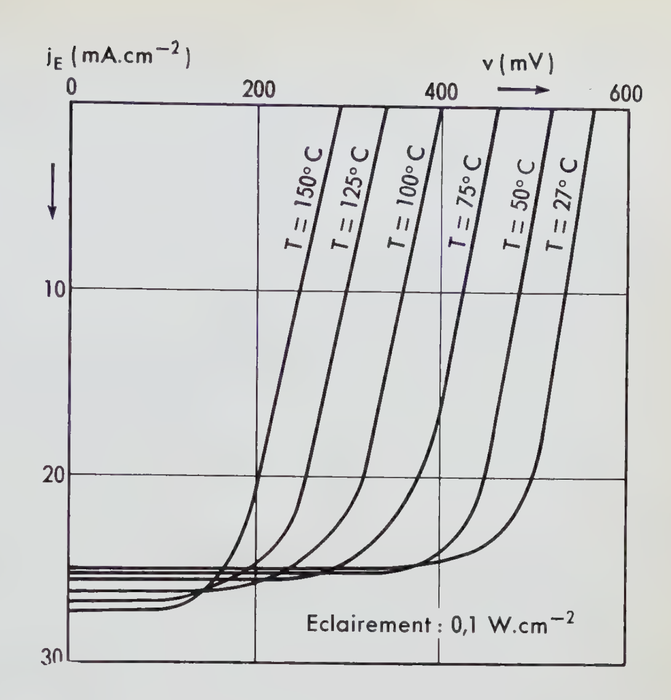


Fig. 21. *Caractéristiques densité de courant-tension pour différentes valeurs de la température de la cellule.*

port entre le courant photoélectrique i_F donné par une cellule et l'éclairement E n'est pas indépendant de u. La *figure* 20 représente les courbes expérimentales de variation de i_F avec u, pour une source placée à une distance constante. On voit que, pour une cellule nue, i_F est bien proportionnel à *cos* u, c'est-à-dire à E ; i_F/E est indépendant de u. Par contre, si la cellule est munie d'une fenêtre en verre, on constate une perte appréciable pour des angles d'incidence supérieurs à 70°.

Influence de la température sur le rendement des cellules.

En général, les propriétés photoélectriques des cellules solaires sont mesurées dans des conditions telles que la température de la cellule proprement dite est voisine de 25 °C. Lorsque les cellules sont en service, elles sont exposées de manière prolongée à un rayonnement dont près de 75 % de l'énergie est transformée en chaleur soit dans la cellule elle-même, soit dans son boîtier : une fraction (15 % environ) est réfléchie; une autre (10 %) est transformée en énergie électrique dans la charge.
Lorsque la température T de la cellule augmente, la densité j_E du courant photoélectrique croît très légèrement, mais la différence de potentiel en circuit ouvert diminue sensiblement (*fig.* 21), suivant une loi à peu près linéaire. Dans le domaine des températures comprises entre 25 et 150 °C, les mesures ont montré que la variation relative du rendement, à la charge optimale, est d'environ 0,5 % par degré Celsius (*fig.* 22).
Il est donc important de minimiser l'élévation de

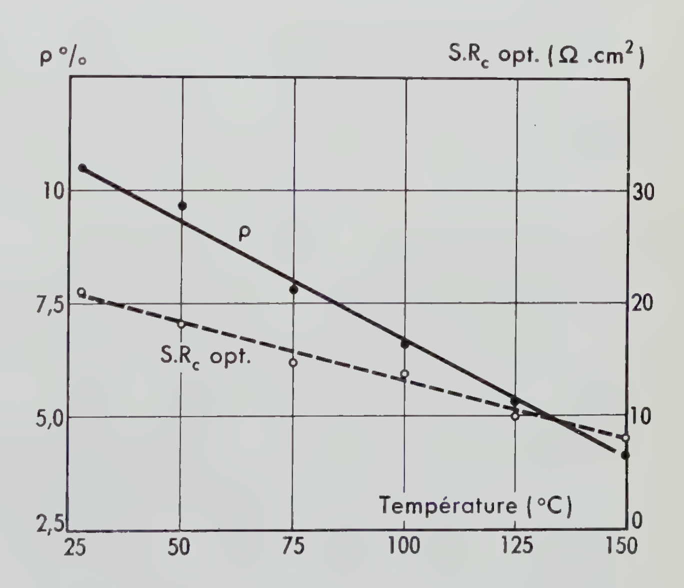


Fig. 22. *Variations du rendement et de la résistance de charge optimale en fonction de la température de la cellule.*

température des cellules : des mesures effectuées sur divers types de boîtiers, conçus pour qu'un bon contact thermique puisse être établi entre les cellules et l'air ambiant (convection naturelle, conduction), ont montré qu'il était possible d'arriver à ce que la différence entre la température de la cellule et celle de l'air ne dépasse pas 10 °C — pour l'état stationnaire, sous un éclairement de 1 kW · m^{-2}, en air calme — sans sacrifier l'étanchéité des boîtiers ni l'isolement électrique des batteries.
Dans la conception d'une installation, il faut donc tenir compte des propriétés des cellules à la température de fonctionnement : celle-ci dépend à la fois de la structure des boîtiers, de leurs conditions de refroidissement, de la température du milieu ambiant et des éclairements maximaux reçus.

Influence de l'éclairement sur les caractéristiques et sur les conditions optimales d'utilisation.

Sur la *figure* 23 sont reproduites les caractéristiques courant-tension, obtenues pour divers éclairements avec une cellule solaire au silicium de 15 mm de diamètre présentant des performances « moyennes ». Toutes ces courbes ont été déterminées en maintenant la cellule à 25 °C. Le mode de représentation utilisé (échelles logarithmiques) permet de situer facilement, pour chaque courbe, le point pour lequel la puissance (donc le rendement) est maximale. Dans le cas où la résistance série de la cellule est négligeable, les coordonnées i et v du point de puissance maximale sont toutes deux des fonctions croissantes de l'éclairement : la variation de i est presque proportionnelle à celle de E, mais v croît beaucoup plus lentement. Dans le cas des cellules étudiées (diamètre 15 mm), la valeur de v est pratiquement indépendante de E et reste voisine de 0,43 volt. Si la résistance série était plus grande, v deviendrait une fonction décroissante de E .

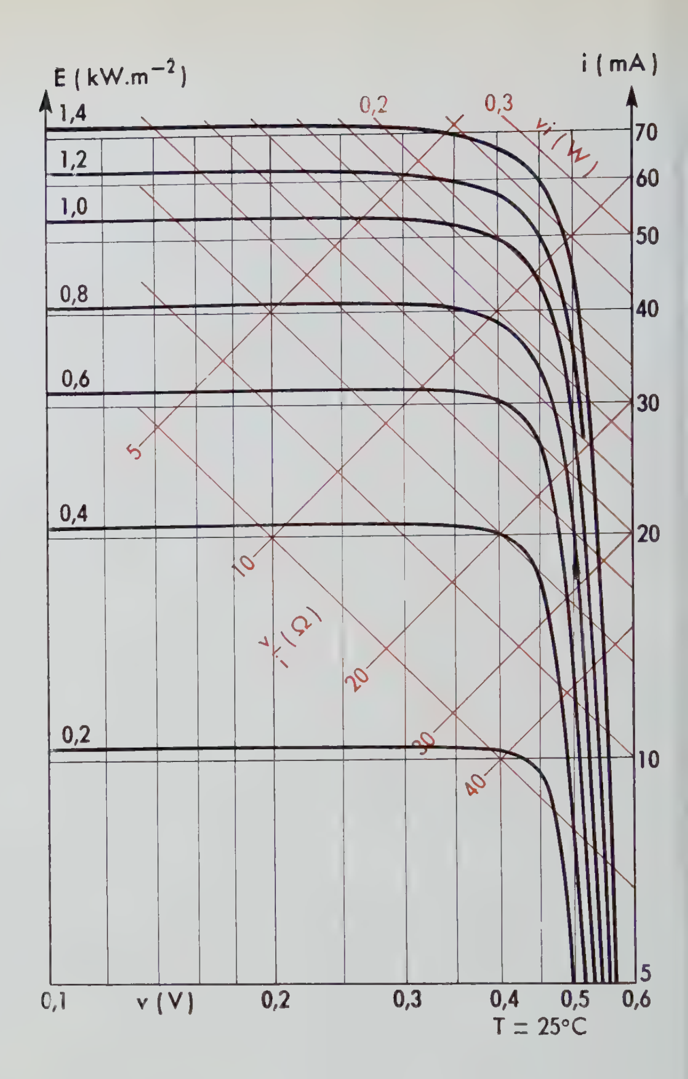


Fig. 23. *Caractéristiques courant-tension d'une cellule solaire au silicium, pour différentes valeurs de l'éclairement.*

Diamètre de la cellule : 15 mm ;
Rendement de la cellule à 0,1 W . cm^{-2} : 12 % ;
Température : 25 °C.

En pratique, pour des états stationnaires, l'augmentation de l'éclairement E conduit, en outre, à une élévation de la température des cellules, variation qui dépend de la structure du boîtier et des conditions de montage; cette élévation se traduit par un déplacement des caractéristiques vers les faibles valeurs de v (*fig.* 21). Comme on le voit, une augmentation de l'éclairement ne se traduit pas par une augmentation du rendement, contrairement à ce que la théorie prévoit : cela provient de la résistance série d'une part, et de l'échauffement d'autre part. Sur ce point, il est difficile de donner des chiffres précis, car ces deux paramètres dépendent des conditions de fabrication et des conditions de montage. Dans le cas des cellules étudiées (résistance série pour des éléments de 15 mm de diamètre, résistance thermique : 100 °C · W^{-1} · cm^2), on peut dire que :

— le courant de court-circuit est proportionnel à E ;
— la différence de potentiel en circuit ouvert augmente à raison de 0,6 V · W^{-1} · cm^2, soit 6 mV pour une augmentation de 10 % de l'éclairement au-dessus de sa valeur normale (0,1 W · cm^{-2} = 1 kW · m^{-2}) ; cette variation atteindrait 26 mV si la résistance thermique était nulle.

Influence de la nature de la charge.

Dans ce qui suit, nous allons étudier le comportement des cellules solaires avec deux types de charge :

— charge à résistance v/i constante;
— charge à tension v constante (cas pratique de l'utilisation d'une batterie d'accumulateurs en tampon).

A cet effet, nous avons calculé comment variait l'énergie totale recueillie par unité d'aire U_j/S au cours d'une journée ensoleillée, en fonction du rapport v/i dans le premier cas, et en fonction de v dans le second. Ces calculs ont été effectués en considérant que le Soleil est dans le plan équatorial (équinoxes, durée du jour solaire : 12 heures), et pour deux inclinaisons : $\ell - \theta = 0$ (normale à la cellule située dans les plans méridien et équatorial), et $\ell - \theta = 48°$ (cellule horizontale, au méridien de Paris). On a supposé, en outre, que seul le rayonnement solaire direct intervient, que l'éclairement qu'il produit sur un plan de front est 1 $kW \cdot m^{-2}$, que les cellules sont maintenues à 25 °C et que leur rendement est 9,4 %.

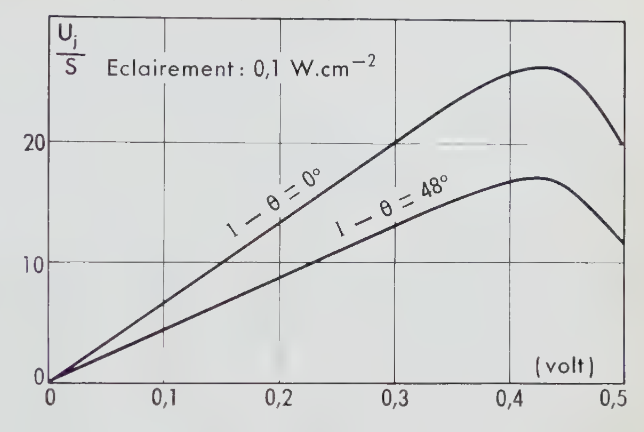


Fig. 25. *Influence de la différence de potentiel aux bornes de la charge (accumulateur) sur l'énergie journalière recueillie par unité de surface.*



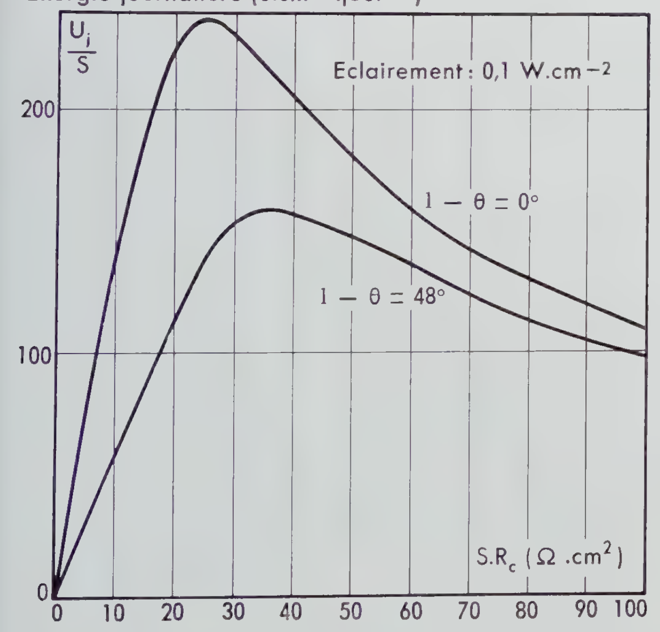


Fig. 24. *Influence de la résistance de charge R_c sur l'énergie journalière recueillie par unité de surface, aux équinoxes, pour deux valeurs de $\ell - \theta$.*

La *figure* 24 donne les résultats obtenus dans le premier cas : on voit que l'énergie est maximale pour une charge $v/i = R_c$ telle que le produit de cette charge par l'aire S de la cellule est égal à 25 ou 35 $\Omega \cdot cm^2$, suivant l'orientation. Si l'on se reporte à la *figure* 23 relative à une cellule pour laquelle $S = 1{,}74\ cm^2$, on constate que les valeurs optimales de R_c (14 à 20 Ω) correspondent à l'adaptation la meilleure pour un éclairement de l'ordre de 0,45 à 0,6 $kW \cdot m^{-2}$.
Dans le cas où la charge est équivalente à une résistance ($v/i = C^{te}$), on pourra donc admettre, en première approximation, que l'équipement devra être conçu de façon que le rendement soit maximal pour un éclairement égal à la moitié de l'éclairement maximal.

La *figure* 25 se rapporte au second cas ; elle montre que l'énergie recueillie est maximale pour v = 0,425 volt, ce qui était facile à prévoir d'après la *figure* 23, puisque le rendement maximal est obtenu pour cette valeur de v, quel que soit l'éclairement. Il découle également de cette remarque que la puissance journalière, dans les conditions optimales moyennes, est plus élevée dans le cas d'une charge à tension v constante que dans le cas d'une charge à résistance constante : le rapport entre les deux valeurs n'excède cependant pas 1,1.
Bien entendu, dans le cas du fonctionnement à des températures ambiantes plus élevées, ou lorsque les résistances thermiques sont importantes, ces résultats doivent être corrigés en tenant compte de ce qui a été dit plus haut.

Utilisation d'accumulateurs en tampon.

Nous ne traiterons ici que de l'aspect technique du problème : nous n'examinerons pas les questions de prix de revient qui sont étudiées ailleurs.

L'intermittence de l'énergie solaire a deux causes dont nous examinerons séparément les effets :

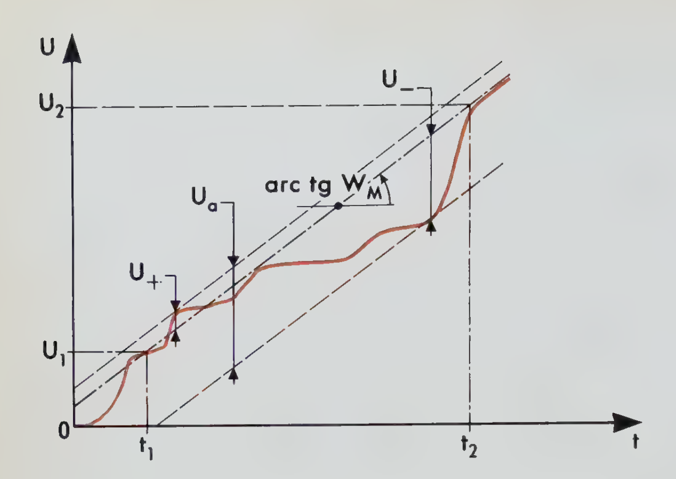


Fig. 26. *Variation de l'énergie totale U fournie par une cellule solaire en fonction du temps, dans des conditions de charge données (aire de la cellule : S_0).*

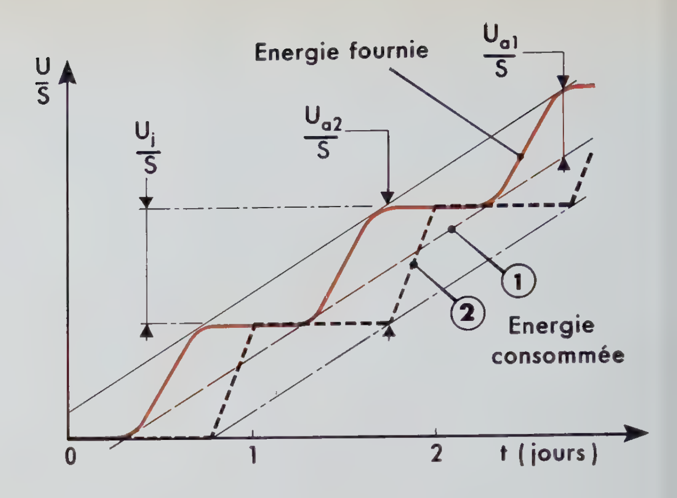


Fig. 27. *Variation de l'énergie totale par unité d'aire U/S_0 fournie par une cellule solaire, en fonction du temps, dans une région à nébulosité nulle (courbe en trait plein).*

Les courbes en trait discontinu représentent l'énergie consommée :

courbe 1 : consommation permanente ;

courbe 2 : consommation localisée dans la première moitié de la nuit.

— les variations dues à la rotation de la Terre, dont le cycle régulier a une période de 24 heures;
— les variations dues à la nébulosité, très irrégulières, auxquelles on ne peut généralement pas attribuer de fréquence propre certaine autre que celle correspondant au rythme des saisons.

Dans les deux cas, le problème peut être étudié de la manière suivante.
Considérons une cellule solaire d'aire S_0 associée à son circuit d'utilisation, avec un accumulateur en tampon. La cellule fournit à chaque instant à l'ensemble une puissance W qui évolue dans le temps par suite des variations diurne et saisonnière du rayonnement. On peut, d'après les résultats théoriques (conditions « astronomiques ») ou expérimentaux (nébulosité), établir un graphique donnant l'énergie

$$U_t = \int_0^t W \, dt$$

fournie entre une certaine origine des temps (t = o) et l'instant t, en fonction de t (*fig.* 26). Dans l'intervalle de temps t_1, t_2, la cellule aura fourni la puissance moyenne

$$W_M = \frac{1}{t_2 - t_1} (U_2 - U_1) \ . \qquad (14)$$

Supposons que l'on désire réaliser une installation garantissant en permanence une certaine puissance; en admettant que toute l'énergie fournie par la cellule passe par l'accumulateur de rendement énergétique ρ_a, on voit que dans l'intervalle t_1, t_2, si la puissance demandée est justement égale à $\rho_a W_M$, l'accumulateur utilisé avec la cellule sera dans le même état de charge en t_2 qu'en t_1. Cet accumulateur sert, entre t_1 et t_2, à compenser les fluctuations d'énergie : il accumule l'énergie excédentaire U_+ et fournit l'énergie déficitaire U_- ; donc sa capacité énergétique doit être au moins égale à $U_a = U_+ + U_-$. Choisissons un type d'accumulateurs de rendement ρ_a et des cellules solaires de rendement ρ_c et donnons-nous les valeurs de t_1, t_2 et de la puissance utilisée W_u . Un calcul simple permettra de déterminer les caractéristiques de l'équipement minimum (aires des cellules, capacité U_a des accumulateurs) à partir des valeurs — rapportées à l'unité d'aire — de la pente moyenne W_M/S_0 de la courbe de la *figure* 26 et de l'intervalle U_a/S_0 séparant les deux droites de pente W_M encadrant la courbe dans l'intervalle t_1 , t_2 .
L'application de ce raisonnement ne pose aucun problème dans le cas où l'ensoleillement ne subit que des variations périodiques régulières (ciel sans nuage). Un choix convenable de l'orientation θ des cellules solaires permet d'obtenir la valeur de W_M/S_0 la plus grande possible dans la saison la plus défavorisée (hiver en général); on n'a alors qu'à se préoccuper de la variation diurne. La *figure* 27 montre que, dans ce cas, l'aire S des cellules doit

être telle que

$$W_u = S\,\frac{W_M}{S_0} = S\,\frac{\dfrac{U_j}{S_0}}{24 \text{ heures}}\,, \tag{15}$$

où U_j/S_0 est l'énergie journalière fournie par une cellule d'aire unité. Sur cette même figure, on voit que, si l'énergie est consommée à puissance constante (courbe 1), la capacité minimale U_{a_1} de l'accumulateur n'est que légèrement supérieure à la moitié de l'énergie consommée en 24 heures (théoriquement, 55,5 % de cette valeur). Par contre, si la consommation d'énergie n'est pas constante, la capacité peut être sensiblement différente. Ainsi, la courbe 2 de la *figure* 27, correspondant à la consommation dans la première moitié de la nuit, montre que la capacité U_{a_2} doit être alors au moins égale à l'énergie totale :

$$W_u \times 24 \text{ heures} = S\,\frac{U_j}{S_0}\,. \tag{16}$$

Pour illustrer ce qui précède, disons que pour la latitude 24° (*fig.* 16c), avec $\varphi - \theta = 0$ ou $\theta = 24°$, l'énergie journalière minimale est 6,95 $kWh \cdot m^{-2}$, c'est-à-dire qu'une batterie solaire ayant une surface utile de 1 m^2 et un rendement de 10 % fournirait une énergie U_j de 695 Wh ($U_j/S_0 = 695$ $Wh \cdot m^{-2}$), ce qui permettrait, avec un accumulateur (pour lequel $U_a = 385$ Wh) placé en tampon, de débiter de façon continue une puissance W_u de 23 watts, en supposant que le rendement énergétique de l'accumulateur est $\rho_a = 0{,}8$.

Lorsqu'on veut tenir compte des variations saisonnières dues à la nébulosité, la prévision est plus compliquée, car ces variations ne présentent pas une périodicité bien définie; on admettra cependant que l'on retrouve, tous les ans, la même courbe $U/S_0 = f(t)$. Comme il n'est pas question d'accumuler l'énergie électrique sur une période d'un an, on est donc obligé de prendre comme référence, pour prévoir l'installation, un intervalle t_1 , t_2 , choisi de manière telle que l'installation ne soit jamais défaillante, c'est-à-dire que la charge de l'accumulateur ne se trouve jamais au-dessous de l'état de charge minimal. Compte tenu de la courbe $U/S_0 = f(t)$ déduite de mesures solarimétriques faites au cours d'une année, à l'endroit prévu pour l'installation, on cherchera comment varient U_a/S_0 et W_M/S_0 (*fig.* 26) en fonction de t_1 et t_2 ou — d'une manière plus explicite — en fonction de t_2 pour diverses valeurs de l'intervalle $t_2 - t_1$.
Si l'on se fixe a priori $t_2 - t_1$, on trouvera une région (domaine de valeurs de t_2) correspondant à la saison couverte ou nuageuse, pour laquelle W_M/S_0 est minimal. En adoptant cette valeur, on pourra

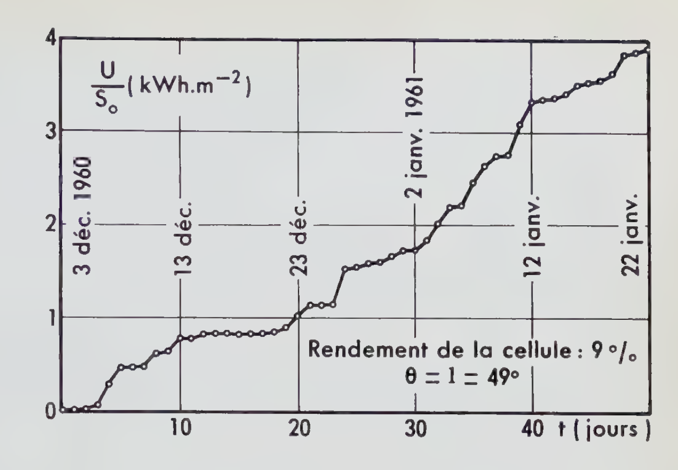


Fig. 28. *Variation de l'énergie totale par unité d'aire U/S₀ fournie par une cellule solaire en fonction du temps.*

Observations faites dans la région parisienne du 3 décembre 1960 au 22 janvier 1961.

calculer l'aire utile minimale de la batterie solaire

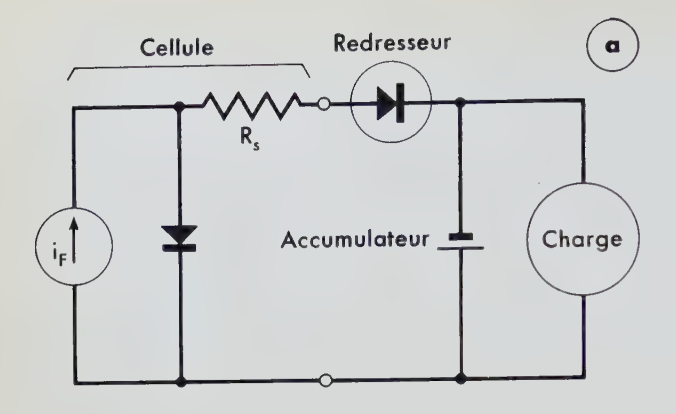
$$S = \frac{W_u}{\dfrac{W_M}{S_0}}\,.$$

Puis, compte tenu de la valeur de W_M/S_0 retenue, on cherchera quelle est, au cours de l'année, la plus petite des valeurs de U_a/S_0 qu'il est strictement nécessaire d'utiliser pour satisfaire à la condition de non-défaillance. Il est facile de voir que la valeur trouvée pour t_2 correspond encore à la saison couverte.

La *figure* 28 représente la courbe réelle $U/S_0 = f(t)$ — déduite des résultats solarimétriques mentionnés précédemment (*fig.* 19) — courbe limitée ici à la période décembre 1960-janvier 1961. L'ensemble de ces données solarimétriques conduit aux résultats reportés dans la *Table* 1.

TABLE 1

$t_2 - t_1$ (*jours*)	W_M/S_0 ($W \cdot m^{-2}$)	t_2 (*date*)	U_a/S_0 ($Wh \cdot m^{-2}$)	U_a/W_M (*heures*)
1	0,085	14 déc. 1960	∼ 2	∼ 250
5	0,12	17 » »	∼ 5	∼ 400
7	0,30	18 » »	50	1 670
10	0,98	18 » »	120	1 250
15	1,57	20 » »	250	1 600
20	2,02	20 » »	320	1 600
30	2,43	30 » »	330	1 350



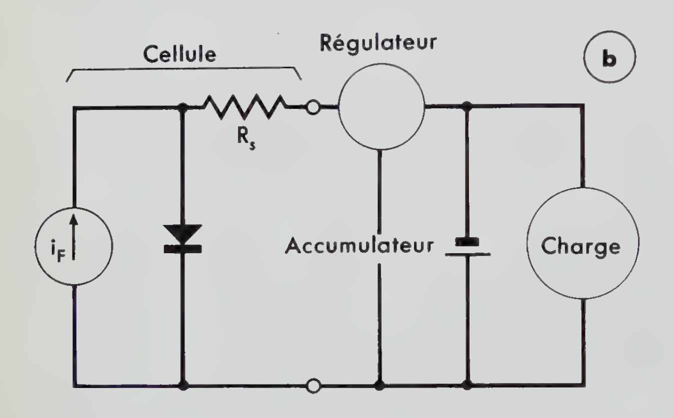


Fig. 29. *Dispositifs anti-retour (a) et régulateur de charge (b) pour l'utilisation d'accumulateurs en tampon.*

Ces valeurs, qui résultent des mesures faites au cours d'une seule campagne solarimétrique, ne peuvent être considérées que comme une indication d'ordre de grandeur. Mais il est intéressant de constater qu'au fur et à mesure que l'intervalle de temps de stockage augmente, la puissance moyenne W_M/S_0 et la capacité U_a/S_0 croissent d'abord vite, puis de plus en plus lentement. Cela signifie que, si l'on accepte des temps de stockage élevés, l'aire S nécessaire pour les cellules sera plus petite, tandis que la capacité des accumulateurs par unité de puissance fournie (quantité liée à U_a/W_M) paraît tendre rapidement vers une valeur quasi stationnaire. Alors que le premier résultat est évident, le second l'est beaucoup moins; pour les applications éventuelles, il mériterait d'être précisé au moyen de mesures solarimétriques beaucoup plus nombreuses.

Le choix du temps de stockage $t_2 - t_1$ peut être considéré comme un problème économique : on recherchera la valeur de $t_2 - t_1$ qui rend minimal le prix de l'installation fournissant une puissance donnée; si l'on s'en tient aux résultats de la *Table* 1, on voit que l'on a intérêt à ce que $t_2 - t_1$ soit très long.

A titre d'exemple, une installation comportant 1 m^2 de cellules solaires pourrait fournir, dans les conditions météorologiques rapportées ici, une puissance continue de l'ordre de 2 watts, à condition d'utiliser en tampon une batterie d'accumulateurs de 3 200 watt-heures (12 volts-270 Ah par exemple). Si l'on compare ce résultat à celui que l'on a indiqué pour la latitude 24°, sans nébulosité, on voit que la puissance moyenne fournie est divisée par un facteur 12, alors que la capacité exigée (l'aire des cellules restant inchangée) est multipliée par 8,3 .

Bien entendu, aux valeurs indiquées ci-dessus, il faudrait appliquer des coefficients de sécurité destinés à tenir compte du fait que les données solarimétriques utilisées peuvent ne pas correspondre à une année particulièrement défavorable.

Dans le cas de l'utilisation avec accumulateur en tampon, les cellules — lorsqu'elles ne sont pas éclairées — sont maintenues en polarisation directe par l'accumulateur, c'est-à-dire dans une polarité telle que leur résistance statique v/i est faible. Pour éviter que l'accumulateur ne se décharge par cette voie, on doit insérer dans le circuit un dispositif interdisant tout retour de courant : dans les cas les plus simples (*fig.* 29a), ce peut être un redresseur (au germanium, au silicium, etc., suivant les conditions de courant de charge et de tension).

Mais, si l'on utilise ce dispositif simple dans les régions à grande nébulosité, une forte surcharge des accumulateurs (préjudiciable à leur longévité) risque de se produire au cours de la belle saison : on préférera alors employer des dispositifs régulateurs de charge de type classique (*fig.* 29b).

Bibliographie

1 M.B. PRINCE and M. WOLF

New Developments in Silicon Photovoltaic Devices.

J. BRIT. INSTN. RADIO ENGRS., vol. 18, n° 10, octobre 1958, pp. 583-595.

2 P. RAPPAPORT

The Photovoltaic Effect and its Utilization.

J. SOLAR ENERGY, vol. 3, n° 4, décembre 1959, pp. 8-23.

3 M. WOLF

Limitations and Possibilities for Improvement of Photovoltaic Solar Energy Converters.

PROC. IRE, vol. 48, n° 7, juillet 1960, pp. 1246-1263.

4 F. DESVIGNES

La conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique — Fonctionnement et rendement des cellules solaires photovoltaïques.

ACTA ELECTRONICA, vol. 5, n° 3, 1961, pp. 275-303.

5 C. BEAUZEE

La diffusion : une méthode de dopage du silicium.

ACTA ELECTRONICA, vol. 4, n° 4, octobre 1960, pp. 509-532.

6 J. DUBIEF

Le climat du Sahara.

UNIVERSITÉ D'ALGER, Institut de Recherches sahariennes, mémoire hors-série, 1959.

7 F. DESVIGNES

Etude physique et théorique du fonctionnement des cellules solaires photovoltaïques.

Colloque international sur les dispositifs à semiconducteurs, Paris, 20-25 février 1961, tome I, pp. 571-614.

ED. CHIRON, Paris, 1961.

Applications of silicon solar cells for space and terrestrial use

M. B. Prince (*)

HOFFMAN ELECTRONICS CORPORATION
SEMICONDUCTOR DIVISION
EL MONTE, CALIFORNIA

Abstract

A review is given of the improvements made on silicon solar cells during the last two years. These include the reduction of series resistance by means of grids, better spectral response by means of better diffusions, and newer geometries that allow for higher usage of surfaces.

Space applications of solar cells require outer space conditions for testing. Special spectral testing conditions are described and the temperature control problem is discussed. Several typical terrestrial applications of uses for solar cells are described. Finally, the future of the silicon solar cell is forecasted.

(*) *Present address : Electro-Optical Systems, Inc., Pasadena, California.*



Applications terrestres et spatiales des cellules solaires au silicium

M. B. Prince (*)

HOFFMAN ELECTRONICS CORPORATION
SEMICONDUCTOR DIVISION
EL MONTE, CALIFORNIA

Sommaire

On examine les perfectionnements apportés aux cellules solaires au cours des deux dernières années : réduction de la résistance série par l'emploi de grilles, amélioration de la réponse spectrale grâce à une meilleure diffusion, nouvelles géométries qui permettent d'augmenter la surface utile.
Les cellules solaires destinées à des applications spatiales doivent être essayées dans des conditions d'éclairement analogues à celles qui règnent au-delà de l'atmosphère terrestre : on indique les moyens permettant de réaliser ces conditions pour les essais de réponse spectrale et les solutions utilisées pour maintenir la température des cellules à une valeur convenable. On décrit quelques applications terrestres des cellules solaires et on examine les perspectives d'avenir des cellules au silicium.

(*) *Adresse actuelle : Electro-Optical Systems, Inc., Pasadena, California.*



1. Introduction

In 1839 BECQUEREL discovered that a photovoltage developed when light impinged upon one of the electrodes in an electrolyte solution [1]. More efficient photovoltaic effects were observed in selenium and cuprous oxide by later workers. However, in all these cases the conversion efficiencies for solar radiation into electrical energy remained less than 1 %. In 1954 scientists at the *Bell Telephone Laboratories* reported a silicon solar energy converter (photovoltaic cell) having a conversion efficiency of approximately 6 % [2]. In 1955 CHAPIN, FULLER and PEARSON reported an 11 % efficient silicon photovoltaic cell [3]. Commercially available photovoltaic silicon solar cells were first produced by the *Hoffman Electronics Corporation* in 1955 with conversion efficiency averaging 3-4 %. Today the same company has made available photovoltaic cells with conversion efficiencies as high as 14 %. The remainder of this paper will deal only with silicon solar cells and their applications. Other papers in this issue deal with other materials and developments in research.

In section 2 a review will be made of improvements that have occurred in the silicon solar cell during the past two years. Section 3 will consider applications of silicon solar cells to space power systems. Section 4 will consider several terrestrial applications of silicon solar cells. In section 5 the author will try to foresee future developments for silicon photovoltaic cells.

2. Improvements in silicon solar cell electrical characteristics

Reduction in series resistance

It was shown very early in the development of efficient silicon solar cells that the series resistance was the most important parameter to control [4] in order to produce high efficiency solar cells.

The first attempt to reduce the series resistance was by control of geometry and concentration of impurities in the device. Approximately two years ago, masking and plating techniques were developed that permitted a gridded structure to be incorporated on the high resistance thin *p*-layer of the silicon photovoltaic cell (*Fig.* 1). By thus applying a thin grid configuration the electrical characteristic of the resulting device changed from curve *A* of *Figure* 2 tocurve *B* of *Figure* 2. The short circuit current is reduced by the effective reduction of the active area of the cell; however, the decreased series resistance causes the characteristic to be more rectangular and thus permits more power to be extracted from this device.

Fig. 1. *Gridded and non-gridded solar cells.*

Improved spectral response

In producing the earlier silicon photovoltaic cells, it was necessary to « trade off » thickness of the diffused *p*-layer for reduced series resistance. It was necessary to use a thicker *p*-layer than would have been optimal if it were not for the high series resistance. The radiant energy of the sunlight has

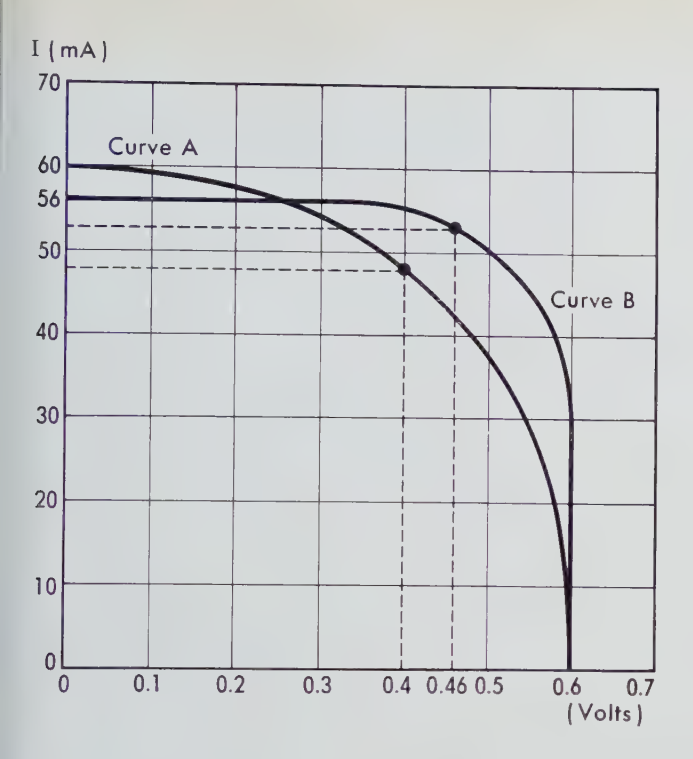


Fig. 2. *Current voltage characteristics for gridded and non-gridded solar cells.*

a spectral distribution that peaks in the green region. The absorption coefficients for the photons of this energy in silicon is extremely high and these photons are absorbed very close to the surface (in approximately 10^{-5} cm from the surface). The hole-electron pairs created by these photons in the high impurity concentration region near the surface tend to recombine before diffusing to the *p-n* junction, where they can contribute to the external current. With the introduction of the gridding technique, which consequently reduced the series resistance, it was possible to reduce the thickness of the diffused *p*-region and thus improve the spectral response of the photovoltaic cell in the blue region. This improvement illustrated in *Figure* 3 is extremely important for power supplies that are used for space applications where every additional bit of power that can be obtained by improvements in solar cells offsets considerable expense in panel construction and boost costs.

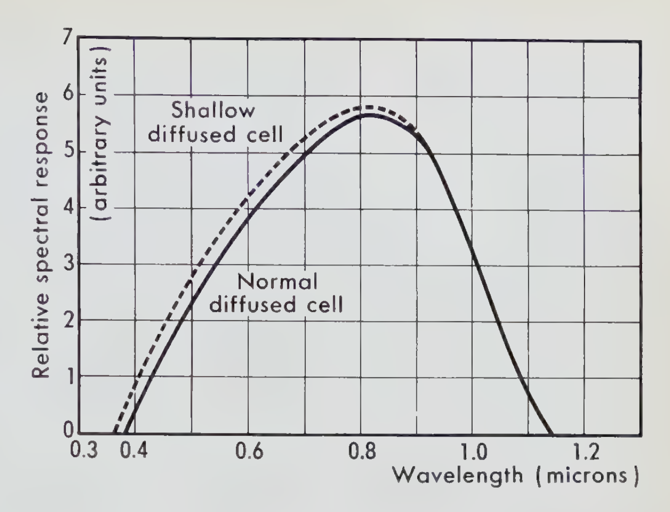


Fig. 3. *Spectral response for normal and shallow diffused cells.*

designer of power systems from the requirement of keeping the geometry of the cells limited to thin strips. It has been shown that cells as large as 10 cm × 2 cm can be made with grids having the same efficiency as the present 1 cm × 2 cm. The only reason that larger cells have not been made has been the uneconomical usage of the basic material, single crystalline silicon. In several laboratories, experiments have been performed to test newer geometries using different gridding configurations and contact geometries. Such experiments have indicated that it is possible to use effectively up to 98 % of the exposed solar cell area. *Figure* 4 shows several possible configurations.

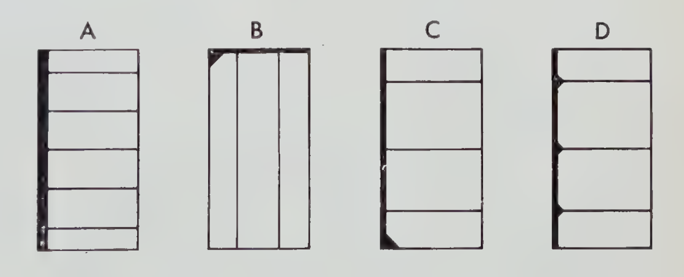


Fig. 4. *Standard and non-standard gridded configurations of solar cells.*

New geometries

Another advantage to be gained by the development of the gridding techniques for usage in solar photovoltaic cells has been the release of the

Assemblies of cells

In order to use the silicon photovoltaic cells in the power system, it is necessary to connect them in series and in parallel in order to increase the

voltage and/or current of the power supply. The first assembly techniques consisted of soldering wires for interconnection purposes. The first major improvement over this was the « shingled » technique patented by *Hoffman Electronics Corporation* (1).

This technique allowed the resulting shingle to have its entire area, except for one narrow strip, effective for the conversion of solar energy into electrical energy. It has been found that shingle arrangements consisting of more than 10 individual cells become difficult to handle, especially in the case where these shingles are attached to substrates with different coefficients of expansion. The interconnections between shingles have been made using wire jumpers, metal tabs and combinations. For some applications it is necessary to apply the individual cells in a parallel arrangement. In this configuration the effective area is reduced with the present type of solar cell to approximately 90 % of the exposed area. Under this condition of assembly, it is more desirable to use one of the contact configurations shown in *Figure* 4. The parallel connections of the *p-layers* can be made with a ribbon of metal or thin wires. Recently a configuration of contacts has been developed that will permit either series or parallel connections to be made using the entire area effectively. This configuration is shown in *Figure* 5. It consists of having both the *n* and *p* contacts on the back surface of the solar cell as was the original configuration produced by

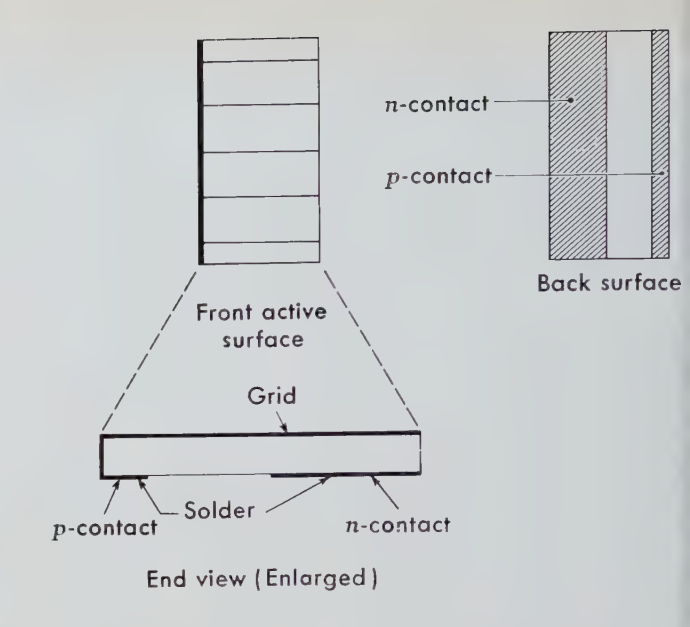


Fig. 5. *Novel solar cell configuration.*

the *Bell Telephone Laboratories* in 1954. However, in this case the gridding technique has permitted the resulting high efficiency cells. These cells can be mounted on printed circuit boards with the interconnections made during the fabrication of the boards.

(1) *U.S. Patent N°* 2,938,938.

3. Space applications of silicon solar cells

Solar simulation

As mentioned in paragraph 2, it is important that cells used in space applications be optimized for the spectral distribution of solar radiation. At present the general manufacturing technique for measuring and evaluating silicon *p-n* cells is to use tungsten light at a given color temperature (usually 2,800 °K) and adjusted positionwise with the use of so-called « standard » solar cells for calibration of the intensity. The standards used in industry until very recently were cells made several years ago (1957-1959) which have been calibrated for output in sunlight which was measured for intensity with a pyrheliometer. It has been found that these standards are reproducible in their measured output within the error of the equipment. This has given the manufacturers of these cells and the users of these cells confidence in the technique described above. This has also shown that these silicon *p-n* cells do not « age » in time. During the last two to three years, improvements have been made in the preparation of the pure silicon-material used in producing solar cells. Also, improvements have been made in the processing steps during the manufacture of these solar cells. Both of these improvements have resulted in solar cells having greater minority carrier lifetimes. This resulted in the later cells having a greater red spectral response (*Fig.* 6). The earlier cells from which the standards were selected had lifetimes of the order of 3 microseconds while the present cells have lifetimes of the order of 6 microseconds in the bulk

n-type material of the solar cell. This difference resulted in having the newer solar cells appear more efficient than is actually the case when they are tested under tungsten light source which peaks in the near infrared in its output. This discrepancy was discovered early in 1960 when some finished panels of solar cells were tested in clear sunlight on Table Mountain in Southern California at an elevation of 7,400 ft.

Immediately upon observing this discrepancy, steps were carried out to evaluate the effect of spectral response of the solar cell on the efficiency of these devices in space applications. As a result of these experiments, it was obvious that cells must be measured and matched for maximizing the output power of these devices under illumination resembling more the outer space solar illumination.

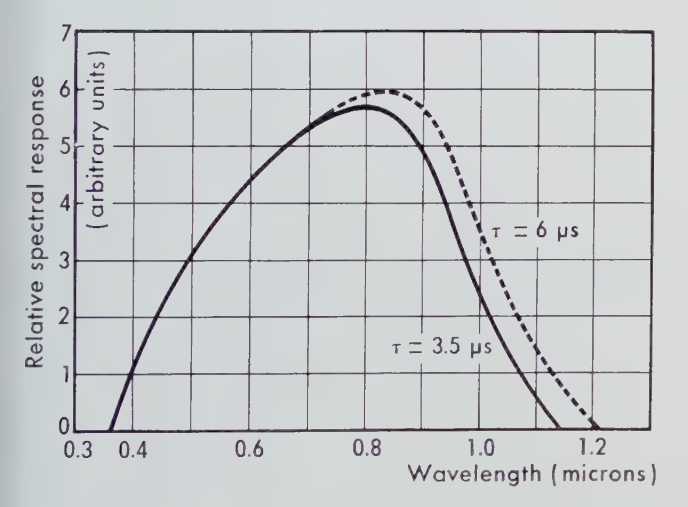


Fig. 6. *Effect of lifetime of minority carriers on solar cell spectral response.*

Several organizations have been developing light sources to be used to simulate the solar radiation. These include high pressure carbon arcs, high pressure xenon discharge tubes and combinations of these with other light sources. A task group was formed by the *American Institute of Electrical Engineers* (*AIEE*) to establish standards for a solar simulator. These standards have been developed and are to be presented for acceptance during the latter part of 1961.

It has been found at the *Hoffman Electronics Corporation, Semiconductor Division,* that a solar simulator can be constructed by using a high pressure d-c xenon arc source with a tungsten bulb and suitable filters that will result in an output within the limitations of the *AIEE* recommendations. A diagrammatic sketch of the system is shown as *Figure* 7.

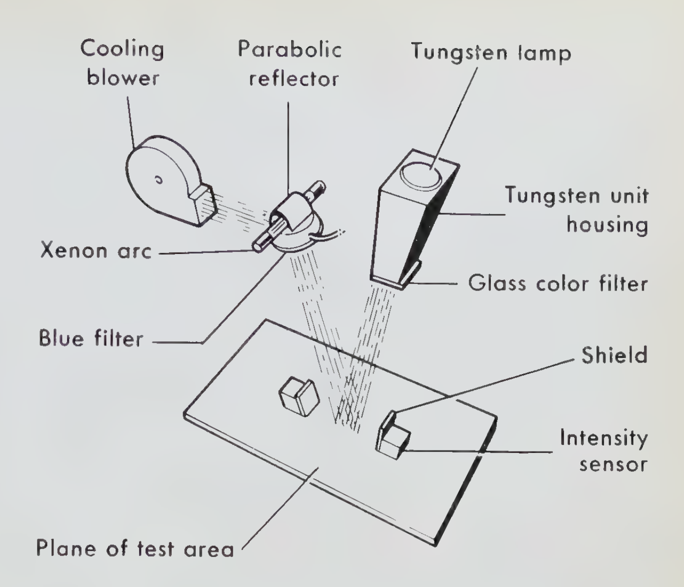


Fig. 7. *Solar simulator diagram.*

Temperature control

Another extremely important variable for the use of silicon photovoltaic cells in space applications is the temperature at which the solar cells stabilize for power output. As is shown in *Figure* 8, the output power of a silicon *p-n* assembly varies radically with temperature and thus it is important to control the temperature and maintain as low a temperature as possible. The emissivity of a silicon solar cell

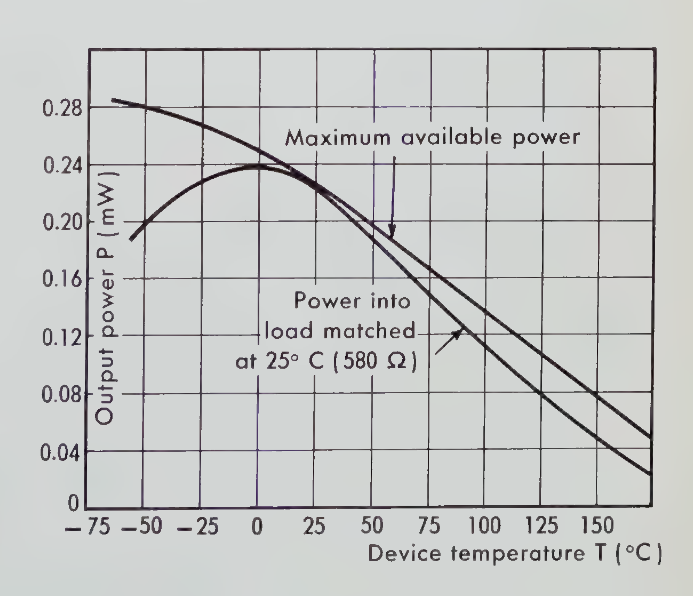


Fig. 8. *Temperature variation of solar cell output.*

is approximately 0.3 at room temperature. With such a low value these cells will tend to warm up considerably under operating conditions. It is known that glass has an emissivity close to 0.8. Thus, by covering the solar cells with a cover slide made of glass, it is possible to increase the emissivity of the assembly from 0.3 to 0.8, and thereby reduce the equilibrium temperature at which the cells or panels will operate. These cover slides are cemented to the silicon *p-n* cells with a clear epoxy resin cement. Since this cement is susceptible to ultraviolet radiation damage, it is necessary to apply to one surface of the cover slide an ultraviolet reflecting film. These cover slides are commercially available and are being used in almost every space shot today. Temperatures between 10° and $40\,^{\circ}C$ have been maintained on most space vehicle shots.

Orientation problems

The solar cell response is proportional to the cosine of the angle formed by the normal to the plane of the solar cell and the direction of the solar radiation. This implies that the orientation of a panel for maximum output is not a critical one. Angles of 5-10° will only decrease the output of the panel by a fraction of a per cent. For small amounts of power (less than 10 W), designers of secondary power supplies of space vehicles have found it to be less expensive to use nonoriented power supplies by placing solar cells on various surfaces of the vehicle. For most shapes of space vehicles, this random or semirandom mounting requires approximately four to five times as many solar cells as for an oriented power supply. However, for larger power systems the economics of the system make it more desirable to orient the solar cell panels to face the sun. For extremely large power supplies (greater than 500 W), schemes are being devised to use light weight reflectors for concentrating the solar radiation onto solar cell panels.
For such operation it is necessary for the orientation scheme to be accurate to a fraction of a degree. This is especially true when the magnification of the solar intensity is larger than three.

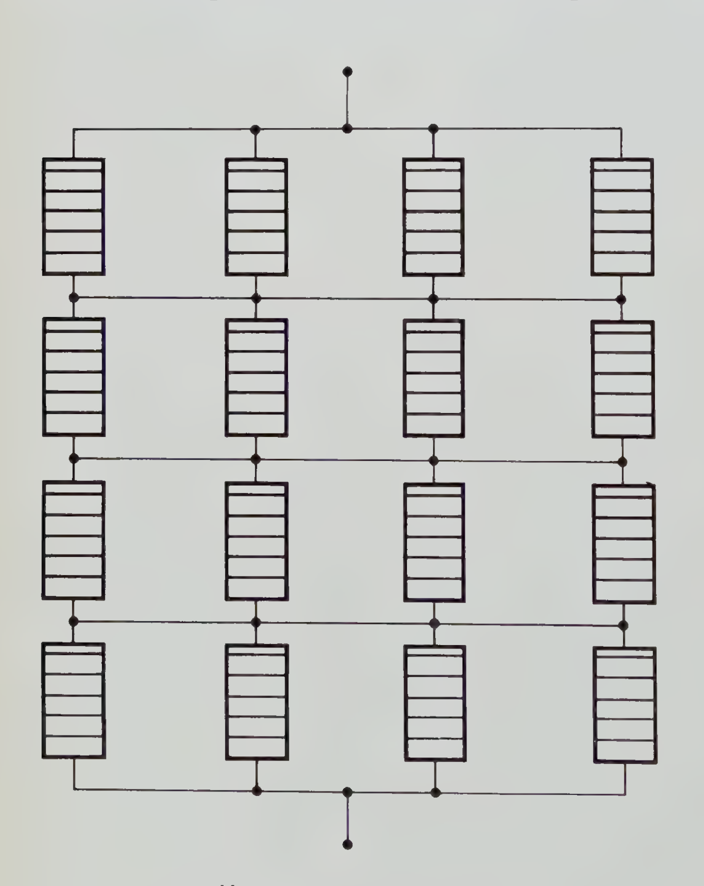


Fig. 9. *Matrix assembly of solar cells.*

Reliability

To date there have been no power failures reported that can be traced to the solar cell panels in space vehicles. The mechanisms for failure of solar cells on a power panel are :

1) an open due to a poor interconnection ;

2) a short due to a micrometeorite damage or to a solder contact melting and shorting the *p-n* junction of the device;

3) an increased series resistance due to deterioration of a contact either to the solar cell or to a binding post.

Intensive quality control procedures to date have not disclosed failures by any of the foregoing three failure mechanisms. The probabilities for these failure mechanisms cannot be established. Intuitively, the greatest probability for failure is with an open circuit. This can occur due to excessive shock and vibration or by overheating of the soldering contacts. In order to prevent failure of the entire panel by such a defect, a matrix assembly technique has been devised, as is shown in *Figure* 9.
Thus, should an open occur, the current normally conducted through a given shingle will be diverted to parallel shingles.

Actual experience

The first satellite containing solar cells for secondary power usage was launched on March 17, 1958. This satellite, *Vanguard I*, is still transmitting to stations on the earth and has an estimated life of 200-1,000 years. The 108 solar cells on this vehicle are 2 cm × 0.5 cm in area. The success of this vehicle proved that solar cells were no longer a laboratory curiosity. In addition, it pointed out that some scheme must be used to turn off a transmitter or else solar cell powered vehicles would clutter up the radio bands.
Explorer VI and *VII* have been launched with solar cells and are still transmitting useful data. *Transit II-A*, which is still transmitting, has an estimated life of 50-200 years. *Courier I-B*, an active repeater satellite, is estimated to be operating for the next 200-500 years. *Pioneer V*, which used « paddlewheel » type solar panels, has set a record of transmitting from 22.5 million miles out in space. Other successful vehicles that have had their transmitters powered by solar cells include *Midas III*, *Transit IV-A*, *Greb*, *Injun*, *Lofti* and others. In all of these cases, nonoriented power supplies were used.
Oriented power panels have been designed and built for the *Ranger Program*. These panels have been designed to develop 90 W or more during their flights to the moon. Two panels will be used on each *Ranger* flight.

4. Terrestrial applications of silicon solar cells

Educational systems

Among the foremost potential uses of silicon solar cells is the education of the masses in many of the new countries which have at this time very few or no communication systems capable of educating these people or even keeping them informed of current events in their countries and in the world.
Several years ago the *Admiral Corporation* produced the first commercially available solar powered radio. More recently the price of such a system has been reduced considerably by the *Hoffman Electronics Corporation*. During the past three years, this company has produced several models of transistorized radios with the necessary solar cell power supply. The present price of one of these radios is approximately one-fifth the price of the first solar powered radio. More recently the *Hoffman Electronics Corporation* has been attempting to promote its « Hoffman Solar Powered Community Listening Center ».
This system consists of a one or two channel radio receiver, a loud speaker system and a power supply consisting of a solar cell power panel and rechargeable storage cells. The power panel is capable of developing up to five watts of power and thus, during the average day in countries of Africa and Asia as well as in South America, approximately 20-30W-hours of electrical power is charged into the batteries.
This energy is sufficient to operate the Community Listening Center for two or three hours during a late afternoon and evening period. This system has been evaluated in the United States and elsewhere, and appears to work quite reliably. It is similar in some respects to the first commercial solar power system built in 1955 by *Bell Telephone Laboratories* for a repeater station in Americus, Georgia. This latter system operated quite successfully for a period of six months before it was removed from service.

Emergency call system

With the increased highway system usage in the United States and throughout Europe, it has been common for motorists to be stranded for considerable periods of time in inaccessible areas and be in need of some emergency service. A system has been developed by the *Hoffman Electronics Corporation* whereby a transmitter is installed frequently along the highway. It is capable of transmitting to a central receiver information as to location of trouble and type of trouble. It is possible by using this system to call for (a) police, (b) fire service, (c) ambulance service and (d) emergency automotive service.
This system requires one watt of power. Its average usage is probably less than one time per day. Thus, its power system can be maintained by just a small number of solar cells which will trickle charge rechargeable batteries. The central monitoring station can take care of at least 1,000 such transmitters. A system utilizing this idea has been field tested and so far has had no major difficulty.

Remote safety applications

As implied in the above applications, solar cell power is only applicable in areas of locations where it is uneconomical to bring in power lines or to service small amounts of power with diesel or automotive type engines. Among such applications are the following :



Fig. 10. *Solar cell flashlight.*

1) Buoy and lighthouse installations

Both the *U. S. Coast Guard* and the *British Admiralty* expend huge sums of money annually to maintain power supplies (usually batteries) at buoys and lighthouses near the coast of these countries that have difficult accessibility. Both of these agencies have evaluated solar cell panels in conjunction with rechargeable batteries and have found that the power system does have the required reliability. However, at the present time the use of this system is still not within the economics of the replacement system. However, the difference is not very great and it is anticipated that the solar cell system will come into its own in a relatively short time.

2) Emergency airfield lighting

With the increased amount of public and private aircraft in use, it is necessary to have additional airport facilities and especially additional emergency landing fields. During the daytime these emergency landing fields are quite adequate; however, at night these fields are inaccessible due to lack of lighting of the strips. Beacons have been devised that flash for an extremely short time at regular intervals, usually one-half minute or less. These beacons utilize approximately one watt of power average and can be run from small rechargeable storage batteries that are trickle charged by solar cells during daylight hours. The light system makes use of another solar cell to prevent beacon operation during daylight hours.

Flashlight battery operation

During the Second World War it was found by the United States that millions of dollars worth of flashlight batteries became worthless because of the long times between the production of these cells and their eventual usage. These dry cells have an average shelf life of one year. Even today many of us find, when we go for our flashlights in an emergency, that the cells have gone dead and the flashlight is useless.
Several schemes have been devised whereby solar cells, again in conjunction with rechargeable batteries, can be used for maintaining emergency flashlight power. Such a system is shown in *Figure* 10. It has been shown that, in many applications of flashlights, the solar cell rechargeable battery combination cost is not excessive.

Other usages

In addition to the foregoing power usages of solar cells, there have been devised many control and read-out types of usages. Examples of such usage are equipments that will change paper currency into coins, systems used for tracking stars including the sun, and many readout schemes for reading out punched tapes and punched cards.

5. Future of silicon solar cells

Cost

At the present time silicon solar cells cost approximately $ 100-$ 300 per watt of power; that is, enough cells to produce one watt of power in sunlight at noontime costs approximately $ 100-$ 300. Several efforts are underway now in the laboratories of the major producers of silicon solar cells to reduce these costs.

The basic material is silicon and has been reduced in price by a factor of two during the past two years. Improved jigging and fixturing as well as improved diffusion techniques will reduce the labor content in solar cells by approximately 40 %. In addition, larger quantity production can reduce the overhead rate for the production of solar cells considerably. Taking all these factors into consideration, it is possible to forecast solar cell prices in the range of $ 50 per watt within two years. Further reductions are going to take substantial breakthroughs in technology.

Concentrators

As has been shown in *Figure* 8, solar cells have a reduced output at high temperatures. It is possible to concentrate solar radiation onto a smaller area of solar cells and thus obtain more power from a given number of solar cells in the ratio of their concentration rate. The drawback to this consideration is the fact that the cells will operate at a higher temperature and thus at a reduced efficiency. Empirically it has been found that a concentration factor of four will increase the output by a factor of three. Also, it has been found that there is very little to be gained after increasing the concentration factor above 10.

The major consideration in the use of concentrators is the reduction of cost of the over-all system. Presently, concentrators are being built using thin film aluminized mylar structures as well as highly polished aluminium metal structures. These concentrators can be built at a fraction of the cost of the same area of solar cells. The one serious drawback to this system is the necessity for tracking the sun. In spite of this, it is believed that the over-all system cost for large amounts of solar power can be reduced by at least a factor of two with the use of concentrators.

Thin films and other improvements

Much effort has been expended during the past two years in attempting to reduce the cost of solar cells by going to various types of large area silicon devices. The *Hoffman Electronics Corporation*, with the support of the *U.S. Army Signal Corps*, has developed large cells using a matrix of small pieces of silicon imbedded in a plastic. These cells have had efficiencies as high as 10 % in sunlight. Based on present technology, it is difficult to see where this concept could lead to a lower priced solar power system. Another approach has been the evaporation or thermal decomposition of silicon compounds to form thin films of silicon. These films could be controlled as to their type and resistivity and thus form *p-n* junctions. To date, these experiments have not been successful as far as producing useful cells.

The basic operation of the solar cell requires absorption of photons and since the absorption coefficients for the most useful photons are of the order of $10^3 \cdot cm^{-1}$, it is necessary to have these films the order of one or two mils thick as a minimum thickness.

Again, it is hard to foresee any major breakthrough using this latter mentioned technology.

I am sure that some of the other techniques described in other of the papers in this issue have greater chance for success than these mentioned above.

References

1. E. BECQUEREL
   Sur les effets électriques produits sous l'influence solaire.
   C.R. ACAD. SCI., vol. 9, n° 22, 25 novembre 1839, pp. 561-567.

2. D.M. CHAPIN, C.S. FULLER and G.L. PEARSON
   A new Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power.
   J. APPL. PHYS., vol. 25, n° 5, may 1954, pp. 676-677.

3. D.M. CHAPIN, C.S. FULLER and G.L. PEARSON
   The Bell Solar Battery.
   BELL LAB. REC., vol. 33, n° 7, july 1955, pp. 241-246.

4. M.B. PRINCE
   Silicon Solar Energy Converters.
   J. APPL. PHYS., vol. 26, n° 5, may 1955, pp. 534-540.

Problèmes industriels relatifs à la fabrication des cellules solaires au silicium

Y. Salles

LA RADIOTECHNIQUE - CAEN

Sommaire

On examine les problèmes technologiques que pose la fabrication en série de cellules solaires : définir une unité (batterie solaire) groupant plusieurs cellules élémentaires, étudier sa réalisation pratique, déterminer les modifications à apporter à l'opération de diffusion pour pouvoir traiter simultanément un grand nombre de disques de silicium, tels sont les principaux aspects des problèmes que l'on doit résoudre en tenant compte d'impératifs commerciaux (prix de revient, rentabilité de la main-d'œuvre, etc.). L'étude est complétée par une brève analyse des tests de fiabilité auxquels sont soumises les cellules solaires.



1. Introduction

Entre le moment où se termine l'étude de base d'un produit et sa mise en fabrication à l'échelle industrielle, il s'écoule un certain temps. La durée de cette transition permet assez bien de mesurer les difficultés rencontrées, dues principalement au fait que la quantité des produits à réaliser change d'ordre de grandeur. En effet, la technique utilisée au laboratoire pour de petites séries ne peut être transposée directement à l'usine : il ne suffit pas de l'adapter en appliquant un coefficient qui tiendrait compte du passage à la grande série. La fabrication industrielle est soumise à des impératifs qui ont moins d'importance dans un laboratoire de recherches : rentabilité de la main-d'œuvre, prix de revient et présentation du produit, cadences de fabrication, etc.

Les différences entre les méthodes utilisées en laboratoire et à l'usine portent essentiellement sur deux points :

— d'une part, les conditions physico-chimiques d'un traitement sont souvent très variables en fonction des quantités à traiter et cela d'autant plus que l'appareillage d'usine n'est pas le même que celui qui a servi au laboratoire;

— d'autre part, la simplification de certaines opérations entraîne des modifications des méthodes de base mises au point au laboratoire.

Nous nous proposons, dans cet exposé, d'examiner les problèmes que pose à l'industriel la fabrication des cellules solaires au silicium.

2. Données du problème industriel

Les travaux de base ont été réalisés par les *Laboratoires d'Electronique et de Physique Appliquée* (L.E.P.). Il s'agissait en l'occurernce de choisir le matériau (silicium de type *p*), de déterminer l'impureté de dopage (phosphore) et la manière de la diffuser, de trouver une méthode simple pour prendre les contacts et, enfin, de mettre au point la méthode de mesure des caractéristiques des cellules.

A la fin de ces travaux, on disposait d'une technique permettant de fabriquer chaque jour une dizaine de cellules au silicium. Chaque cellule est constituée essentiellement par un disque de silicium, de 15 mm de diamètre, muni de deux fils de connexion. Un tel élément, soumis à l'éclairement solaire, fournit en moyenne un courant de 42 mA sous une tension de 0,4 volt. La puissance ainsi obtenue (16,8 mW) correspond à un rendement énergétique de 10 % pour un éclairement solaire de 1 $kW \cdot m^{-2}$.

Le problème à résoudre pour fabriquer un produit commercial à partir de ces prototypes peut se décomposer en quatre phases :

1) Définir une unité groupant plusieurs cellules, de façon que le dispositif reste maniable et peu encombrant tout en fournissant une puissance utilisable suffisamment élevée.

2) Etudier l'encapsulation de cette unité, c'est-à-dire réaliser un boîtier, et déterminer les modifications à apporter à la technologie des disques individuels pour aboutir à un prix de revient compatible avec la commercialisation du produit.

3) Reprendre le dossier de fabrication établi par les laboratoires, en tenant compte de trois facteurs :

a) ne pas changer les principes de base;

b) introduire les modifications dues à l'encapsulation;

c) être en mesure de traiter chaque jour en usine une quantité de disques représentant 10 à 100 fois la production quotidienne en laboratoire.

4) Etudier, dans différentes conditions climatiques naturelles ou artificielles, le comportement des produits nouvellement créés.

Nous allons reprendre successivement ces points en donnant, pour chacun, les solutions adoptées.

3. Solutions adoptées

Définition du boîtier

Il était exclu de vendre au client directement les disques de silicium traités et munis de leurs contacts. Outre qu'il existe très peu d'utilisateurs ayant besoin d'une cellule fournissant une puissance de 17 mW, le disque isolé est fragile et, si l'on veut le grouper avec d'autres, la soudure par les procédés classiques risquerait d'être très délicate.
La solution consistait donc à grouper en série et en parallèle ces disques élémentaires et à les enfermer dans une boîte comportant une face transparente. Les unités proposées au client sont alors constituées par des boîtiers qu'il peut lui-même facilement grouper en série et en parallèle pour obtenir la puissance correspondant à ses besoins.

Le choix de la puissance du boîtier était dicté par plusieurs impératifs :

— cette puissance ne doit pas être trop élevée si l'on veut pouvoir satisfaire les utilisateurs d'unités de faible puissance;
— d'autre part, les boîtiers de faible puissance présentent une plus grande souplesse d'adaptation à un problème donné;
— par contre, une faible puissance augmente le rapport

$$\frac{\text{prix du boîtier}}{\text{puissance disponible}} ;$$

— pour faciliter le calcul des groupements, il est indiqué de choisir pour la puissance du boîtier un multiple ou un sous-multiple du watt.
Nous avons finalement choisi 0,5 W comme puissance nominale du boîtier.
L'autre point à définir est la tension en charge. Nous devions prévoir l'utilisation d'une batterie en tampon. Ne connaissant pas les caractéristiques de cette batterie, nous avons adopté la plus faible tension — soit 3 V — susceptible de donner, par groupement en série, 6, 12 ou 24 volts.
Le boîtier étant ainsi défini, il fallait songer à sa réalisation.

Réalisation du boîtier

Une limite maximale du prix de revient nous était imposée pour la réalisation du boîtier. Ce prix était exprimé en nouveaux francs par watt de puissance instantanée disponible pour un éclairement solaire de 1 $kW \cdot m^{-2}$.
A ce stade, se pose le choix de la qualité du silicium à employer, étant entendu que son prix peut représenter les 3/4 du prix de revient du boîtier.

Choix du silicium.

Deux possibilités s'offraient :

— choisir un produit cher et de haute qualité qui permet de fabriquer des cellules solaires à fort rendement ne nécessitant qu'une faible quantité de silicium par watt de puissance disponible;
— se procurer un produit bon marché, de qualité quelconque, qui conduit à réaliser des cellules à rendement plus faible dans lesquelles la quantité de silicium par watt est plus élevée.

La deuxième solution fut retenue et l'on choisit un fournisseur capable de nous approvisionner en barreaux de silicium à des prix compatibles avec la réalisation de notre projet. Mais les barreaux avaient un diamètre de 19 ± 1 mm, alors que les disques utilisés au cours des recherches effectuées par *L.E.P.* avaient un diamètre de 15 mm. Or, on sait que si l'on augmente le diamètre des cellules, leurs résistance série croît et leur rendement énergétique diminue. Afin de déterminer le rendement des cellules ayant un diamètre de 19 mm, nous avons entrepris une série d'essais qui nous ont permis de tracer la courbe de Gauss reproduite sur la *figure* 1.

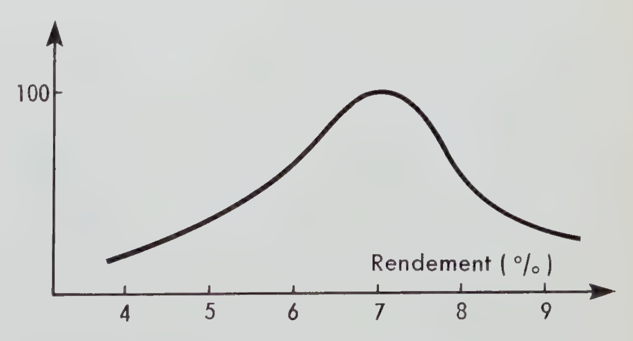


Fig. 1. *Courbe de répartition des rendements énergétiques.*

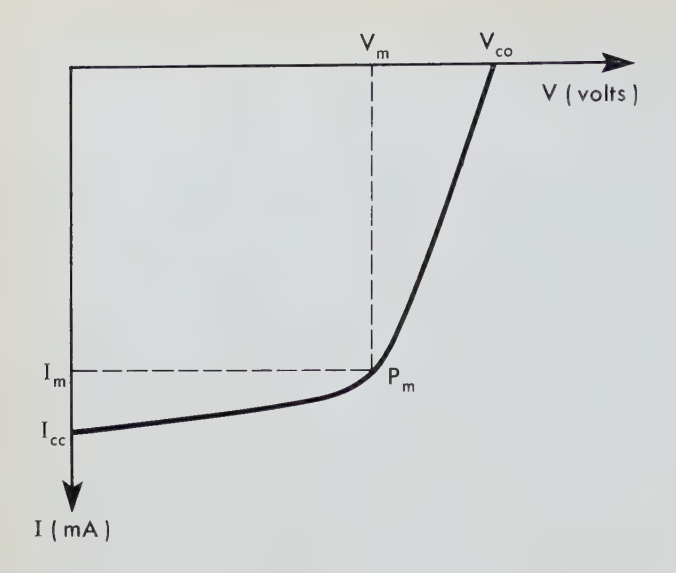


Fig. 2. *Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire au silicium.*

Groupement des cellules unitaires.

Si l'on veut maintenir le prix de revient à un niveau acceptable, il faut que le *rendement industriel* — rapport entre le nombre de plaques groupées dans les boîtiers vendus et le nombre de plaques de silicium traitées — soit voisin de l'unité. Pour satisfaire à cette condition, il faut évidemment incorporer dans les boîtiers tous les éléments utilisables, même si leur rendement énergétique est faible.

Quand on analyse la courbe de fonctionnement d'une cellule solaire éclairée, on définit les valeurs suivantes (*fig.* 2) :

I_{cc} : courant de court-circuit;
V_{co} : tension en circuit ouvert;
I_m, V_m : courant et tension au point de fonctionnement P_m donnant le maximum de puissance, donc à l'endroit où la cellule possède son rendement maximal.

Lorsqu'on groupe des cellules élémentaires en série, la tension obtenue est la somme des tensions unitaires V_m et le courant prend pratiquement la valeur la plus basse des courants unitaires I_m. En d'autres termes, c'est la cellule ayant la plus forte résistance série qui imposera la valeur du courant débité par le groupe. On aura donc intérêt à choisir des éléments dont les valeurs de I_m sont voisines, afin de conserver aux cellules leur point de fonctionnement optimal.

Lorsqu'on groupe des cellules en parallèle, le même phénomène se produit pour les tensions : la cellule de tension la plus forte débite dans celle qui a la tension la plus faible. On est donc amené à choisir des cellules dont les valeurs de V_m sont voisines. Il est nécessaire, d'autre part, de mélanger dans un même boîtier des cellules à haut rendement et des cellules à faible rendement. Le boîtier type est formé de cellules qui correspondent à la région du maximum de la courbe de répartition (*fig.* 1).

Ces considérations, traduites en valeurs numériques, nous ont conduit à adopter la disposition suivante :

— 9 cellules placées en série doivent fournir une tension définie par :

$$\Sigma V_m \geqslant 3 \text{ volts} ;$$

— quatre séries de 9 cellules sont montées en parallèle pour satisfaire à la condition :

$$\Sigma I_m \geqslant 176 \text{ mA} ,$$

afin que, dans le cas le plus défavorable ($\Sigma V_m =$ 3 volts), la puissance disponible soit :

$$3 \times 0{,}176 \simeq 0{,}5 \text{ watt.}$$

Une méthode de tri simple est employée, les quantités fabriquées ne justifiant pas la construction d'une machine complexe.
Représentons les quatre séries de cellules placées dans un boîtier par des colonnes *a*, *b*, *c*, *d* (*fig.* 3).



Fig. 3.

Les courants I_m sont répartis en quatre groupes numérotés 1, 2, 3, 4. On aura par exemple :

I_{m_1}	I_{m_2}	I_{m_3}	I_{m_4}
< 40 mA	40-45 mA	45-50 mA	> 50 mA

Les tensions, étant donné leurs faibles dispersions, sont distribuées en deux classes α et β. Par exemple :

V_m^{α}	V_m^{β}
< 350 mV	> 350 mV

Pour réaliser la colonne *a* du boîtier, on choisira des cellules appartenant à un seul groupe de valeurs I_m (par exemple : I_{m_1}) et l'on prendra alternativement dans ce groupe des cellules des deux classes V_m^{α} et V_m^{β}.

En opérant de la même façon pour les colonnes *b*, *c* et *d*, on aura par exemple :

$$a \longrightarrow I_{m_1}^{\alpha,\beta}$$
$$b \longrightarrow I_{m_2}^{\alpha,\beta}$$
$$c \longrightarrow I_{m_3}^{\alpha,\beta}$$
$$d \longrightarrow I_{m_4}^{\alpha,\beta}.$$

Bien entendu, nous trouverons un plus grand nombre de cellules dans les groupes I_{m_2} et I_{m_3} — qui correspondent au sommet de la courbe de Gauss (*fig.* 1) — que dans les groupes I_{m_1} et I_{m_4}. Il faudra donc utiliser plus souvent les cellules des groupes I_{m_2} et I_{m_3} pour constituer les montages en série dans les boîtiers. Nous aurons par exemple la disposition suivante pour un certain nombre de boîtiers :

$$a \longrightarrow I_{m_2}^{\alpha,\beta}$$
$$b \longrightarrow I_{m_2}^{\alpha,\beta}$$
$$c \longrightarrow I_{m_3}^{\alpha,\beta}$$
$$d \longrightarrow I_{m_4}^{\alpha,\beta}.$$

Si l'on veut que chaque cellule incorporée dans un boîtier fonctionne dans des conditions très voisines du point optimal (V_m, I_m), on a intérêt à augmenter le nombre des classes de cellules. En revanche, plus les classes seront nombreuses, plus la difficulté de tri sera grande. La méthode que l'on vient d'exposer correspond à un compromis entre ces deux tendances et aboutit à une bonne utilisation pratique des cellules.

Encapsulation.

Les cellules élémentaires (*fig.* 4) doivent maintenant être assemblées selon la disposition indiquée plus haut. Une encapsulation efficace, assurant un bon fonctionnement des cellules, doit répondre aux conditions suivantes :

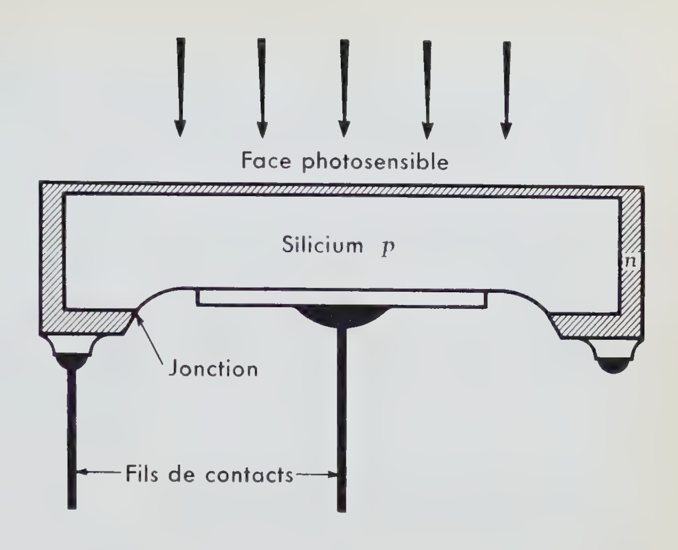


Fig. 4. *Schéma d'une cellule élémentaire.*

— bonnes connexions électriques entre les cellules;
— transparence convenable de la face du boîtier soumise au rayonnement solaire ;
— étanchéité du boîtier (protection contre les agents atmosphériques) ;
— refroidissement efficace des cellules : en effet, le rendement énergétique diminue lorsque la température augmente et il est indispensable que le fonctionnement reste correct à des températures comprises entre − 40 °C et + 100 °C.

Les connexions

Pour les connexions, on a retenu le principe de la soudure, car les contacts obtenus par pression, de réalisation plus facile, sont moins robustes.
Le montage en série des cellules nécessite une liaison que l'on a schématisée sur la *figure* 5 (vue de profil). La *figure* 6 représente le montage en parallèle.

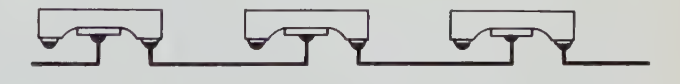


Fig. 5. *Connexion des cellules montées en série.*

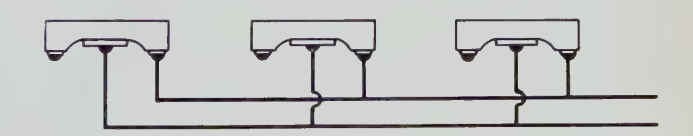


Fig. 6. *Connexion des cellules montées en parallèle.*

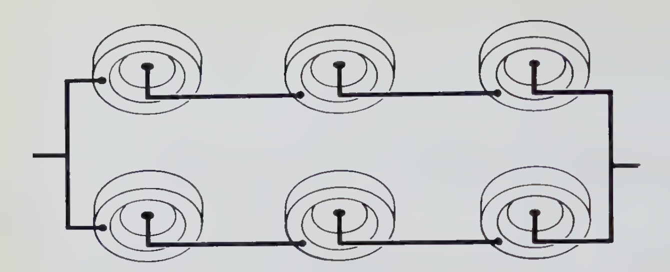


Fig. 7. *Schéma d'ensemble des connexions "série-parallèle".*

L'examen du schéma d'ensemble des connexions « série-parallèle », reproduit sur la *figure* 7, nous a incité à utiliser un système de cosses soudées sur les cellules. Les cosses (*fig.* 8) offrent l'avantage d'être plates (elles peuvent donc bien s'appliquer sur le fond du boîtier muni d'ailettes de refroidissement), faciles à découper et d'un prix de revient

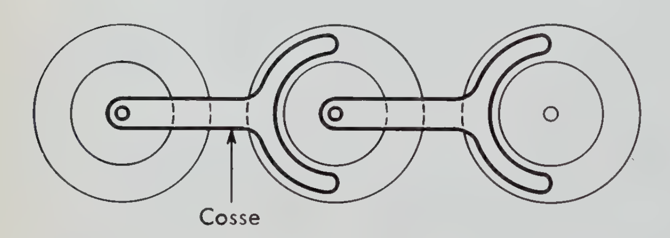


Fig. 8. *Connexions des cellules au moyen de cosses.*

faible. En revanche, les difficultés technologiques étaient nombreuses; il fallait, en particulier, assurer une soudure convenable des cosses sur le silicium, éliminer le risque de pollution de la jonction, éviter de provoquer des contraintes dans le silicium.
L'emploi d'un métal très mince pour les cosses et la mise au point d'un système de chaufferette en graphite pour réaliser la soudure ont permis de résoudre le problème des connexions.

Le boitier

Le fond du boîtier doit réunir deux qualités contradictoires :

— être isolant électriquement, s'il doit être directement en contact avec les cosses;
— être bon conducteur thermique pour évacuer la chaleur emmagasinée par les cellules.

Pour réaliser cette pièce, nous avons choisi l'aluminium oxydé anodiquement.
L'étanchéité est obtenue par un sertissage où l'on prend en sandwich successivement : une plaque de verre, une lame de caoutchouc, les cellules, les cosses et le fond du boîtier (*fig.* 9). La lame de caoutchouc est percée de trous ayant le même diamètre que les cellules.
La cosse a une forme telle qu'elle déborde un peu de la cellule et vient porter sur le caoutchouc. Au moment du sertissage, il y a écrasement du caoutchouc sans que la cellule soit comprimée.
Le fond du boîtier est pourvu, sur le bord, d'un petit bossage qui, en exerçant une forte pression sur le caoutchouc, assure l'étanchéité de l'ensemble.
Une photographie de la batterie solaire complète est reproduite sur la *figure* 10.

Sertissage
Verre
Cellule
Caoutchouc
Fond du boîtier
Cosse
Ailette

Fig. 9. *Schéma de montage du boîtier.*

Fig. 10. *Batterie solaire groupant 36 cellules au silicium. (Document La Radiotechnique).*

Traitement des disques de silicium

Le procédé de diffusion du phosphore étudié par les *Laboratoires d'Electronique et de Physique Appliquée* avait été conçu pour le traitement simultané de 10 disques de silicium : en particulier, tous les paramètres de la diffusion avaient été déterminés de façon à obtenir, pour ces disques, un rendement maximal.

Le four utilisé (*fig.* 11) convenait parfaitement pour le traitement d'un petit nombre de disques et il

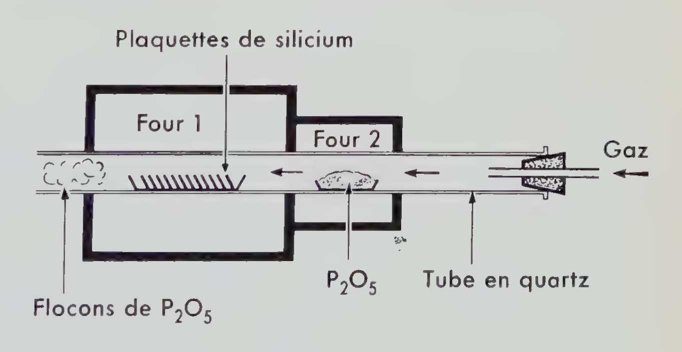


Fig. 11. *Schéma de principe du four utilisé pour le traitement des disques de silicium.*

suffisait de l'éteindre après chaque opération de diffusion pour dégager les disques, après refroidissement, par l'extrémité arrière du tube de quartz (des flocons d'anhydride phosphorique P_2O_5 obstruant le passage à l'autre extrémité du tube).
Mais, lorsqu'on veut traiter 1 000 disques en une seule fois, il n'est plus concevable d'éteindre le four pour permettre le refroidissement des pièces : l'immobilisation de l'appareillage serait beaucoup trop longue.
Nous avons donc été amené à mettre au point un système particulier d'enfournement et de défournement.
D'autre part, nous avons constaté que les conditions physico-chimiques de diffusion mises au point pour un traitement de 10 plaques ne sont déjà plus valables lorsqu'on en traite 80 à la fois. Il devint nécessaire de modifier des paramètres tels que la température du silicium, le débit du gaz, la température du P_2O_5 et sa surface d'évaporation. Les valeurs de ces paramètres sont « critiques » : actuellement, nous ne traitons que 150 plaques à la fois, mais, lorsque nous sommes passé du traitement de 80 disques à celui de 150, nous avons dû encore modifier ces valeurs.

Étude de la fiabilité

Afin de s'assurer que les batteries solaires ainsi réalisées donneront satisfaction à l'utilisateur, nous les avons soumises à un certain nombre de tests permettant de déterminer leur comportement dans différentes conditions de fonctionnement.

Cette étude comportait deux séries de tests :

1) *Essais effectués avec des cellules élémentaires*

Avant d'être introduite dans un boîtier, lui-même étanche, chaque cellule est protégée par un enduit à base de silicone. Nos premiers essais ont été effectués avec des cellules élémentaires ainsi protégées, qui ont été placées dans un endroit non abrité, pendant tout un hiver pluvieux. Leur point de fonctionnement optimal, mesuré au départ, a été vérifié après 100 heures, 500 heures, 1 000 heures, 2 000 heures, 3 000 heures, etc. Nous n'avons pas observé de variations supérieures à 15 %.

2) *Essais effectués avec des boîtiers complets*

Les mêmes essais ont été repris avec des batteries solaires complètes; un certain nombre de boîtiers furent même placés dans l'eau. Les résultats enregistrés étaient comparables à ceux obtenus avec les cellules élémentaires.

Sur la *figure* 12 sont reproduites les caractéristiques courant-tension représentant le fonctionnement d'un boîtier « moyen » pour différentes valeurs de l'éclairement solaire.

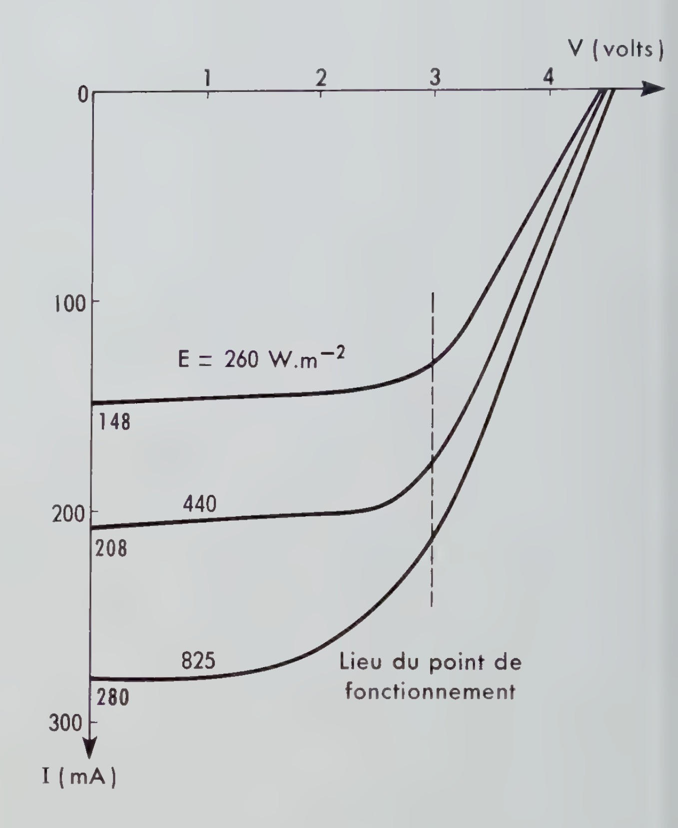


Fig. 12. *Caractéristiques courant-tension d'une batterie solaire pour différentes valeurs de l'éclairement.*

Conclusion

Nous avons examiné brièvement dans cet exposé les problèmes qu'il faut résoudre lorsqu'on veut fabriquer industriellement des cellules solaires dont les caractéristiques et la technologie ont été définies, pour de petites séries, au cours de travaux effectués dans un laboratoire de recherches.

Il est certain que si l'on voulait multiplier par 100 le potentiel de production envisagé dans les pages précédentes il deviendrait nécessaire de repenser la suite des opérations (donc de modifier à nouveau les paramètres physiques du traitement de diffusion), afin de les adapter à une mécanisation plus poussée. La réduction du prix de revient que l'on pourrait

ainsi espérer est toutefois assez limitée car c'est essentiellement le prix du silicium qui détermine le coût de l'énergie électrique fournie par les batteries solaires. L'avenir industriel de ces cellules est donc fondamentalement lié au prix de la matière première : lorsqu'on saura fabriquer le silicium en plaques, comme l'aluminium, nous verrons se couvrir de batteries solaires les toitures des maisons situées dans les régions bénéficiant d'un ensoleillement suffisant.

Possibilities afforded by materials other than silicon in the fabrication of photovoltaic cells

Joseph J. Loferski

DIVISION OF ENGINEERING
BROWN UNIVERSITY
PROVIDENCE, RHODE ISLAND

Abstract

Differences in theoretical curves for the maximum efficiency for solar energy conversion by *p-n* junction photovoltaic cells η_{max} versus semiconductor energy gap E_G as computed by various authors are traced to differences in the assumed solar spectral distributions and differences in values of reverse saturation current of the junctions. Various potential advantages of large E_G semiconductors are explored in the light of recent results on radiation resistance, absorption constant versus photon energy curves and calculations of the maximum minority carrier lifetime. A review of the literature concerning experimental observations of η_{max} in large E_G materials is included. Possible reasons for the large differences between observed values of η_{max} and those predicted by theory are discussed.



Les possibilités de réalisation de cellules photovoltaïques avec d'autres matériaux que le silicium

Joseph J. Loferski

DIVISION OF ENGINEERING
BROWN UNIVERSITY
PROVIDENCE, RHODE ISLAND

Sommaire

On compare les courbes — établies par divers auteurs — représentant le rendement maximal η_{max} de conversion de l'énergie solaire par des cellules photovoltaïques à jonction *p-n* en fonction du saut d'énergie E_G du semiconducteur. La position du maximum de ces courbes varie lorsqu'on adopte des répartitions spectrales solaires différentes ou lorqu'on modifie la valeur du courant inverse de saturation des jonctions. En se référant aux travaux récents concernant le comportement des semiconducteurs soumis aux radiations, la variation de la constante d'absorption en fonction de l'énergie des photons et les calculs de la durée de vie maximale des porteurs minoritaires, on examine les avantages que peuvent présenter les semiconducteurs caractérisés par un saut d'énergie de valeur élevée. On compare les valeurs expérimentales de η_{max} extraites de diverses publications consacrées aux matériaux ayant un saut d'énergie élevé et on discute les causes possibles des écarts observés entre les valeurs expérimentales et les valeurs théoriques de η_{max}.



1. Introduction

The problem of how the maximum attainable efficiency η_{max} of photovoltaic solar energy converters varies among semiconductors has been treated by a number of authors. It is found that η_{max} depends strongly on the energy gap E_G of the semiconductor and that if one plots η_{max} versus E_G, the resulting curve has a broad maximum, which occurs for a range of E_G values between 1.0 and 2.0 eV. Curves published by different authors differ somewhat in shape [1-3]. These differences are sufficient to affect the choice of the optimum E_G for photovoltaic cells. It is, therefore, one of the purposes of this paper to show why these differences exist. These calculations of η_{max} versus E_G and the resulting conclusion that other semiconductors are in theory capable of higher values of η_{max} than silicon have stimulated research on other potential photovoltaic cell materials.

Another purpose of this paper is to summarize the current status of this research as reflected in the literature.

Certain inferences concerning the ultimate performance of these materials and configurations like tandem cells will also be made.

2. General equations

We shall first review the equations underlying the photovoltaic effect so as to establish notation and a base for comparing our results and those of other workers. The treatment and notation are essentially the same as in previous publications by the present author. To facilitate comparison, *Table* 1 lists symbols used by other authors for the important parameters of the photovoltaic effect.

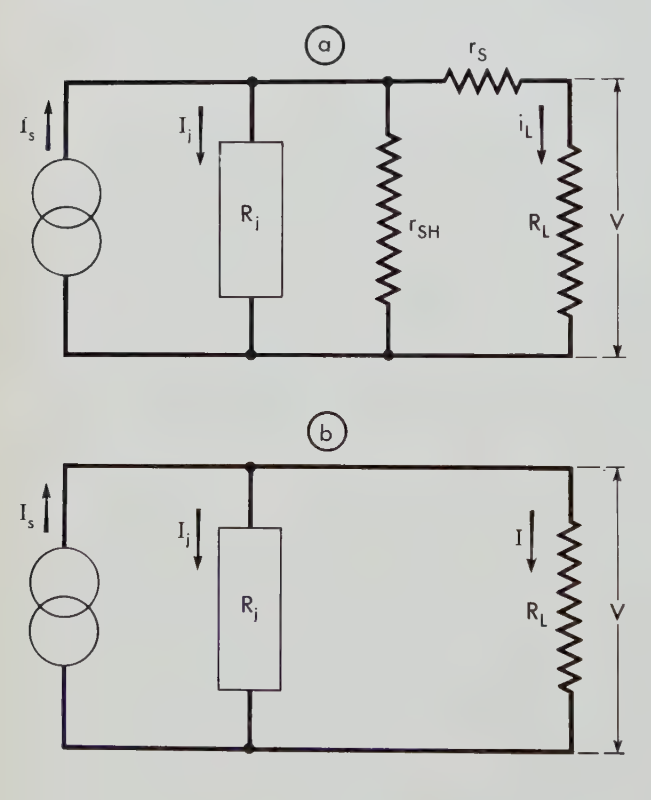


Fig. 1.

a) Equivalent circuit of illuminated p-n junction photovoltaic cells showing internal series and shunt resistances;

b) Simplified equivalent circuit used in this paper.

The point of departure is the simplified equivalent circuit of the *p-n* junction shown in *Figure* 1b wherein the shunt and series resistances of *Figure* 1a are assumed to have negligible effect on the operation of the device. In this circuit, the current through the load I_L is given by :

$$I_L = I_s - I_j = I_s - I_0 (e^{\lambda V} - 1) . \qquad (1)$$

Here I_0 is the reverse current through the junction which in an ideal « Shockley » junction is a constant but which can be a function of voltage in real junctions. The parameter λ represents q/AkT where q is the electronic charge, k is Boltzmann's constant, T is the absolute temperature and A is a constant whose value is unity in an ideal junction, but ranges between 1 and 2 in real junctions. The remaining parameters are the voltage across the junction V (which is identical with that across the load resistance R_L) and the light produced short circuit current I_s. The usual sign convention prevails, i.e., a positive value of V is a forward voltage.

Maximum power is delivered to the load when the impedance R_L matches the junction impedance, i.e., when :

$$R_L = R_{mp} = \frac{d V_j}{d I_j} = \frac{e^{-\lambda V_{mp}}}{I_0 \lambda} . \qquad (2)$$

Since

$$I_{mp} R_{mp} = V_{mp} \ , \qquad (3)$$

substitution of (2) and (3) into (1) leads to the following relation :

$$e^{\lambda V_{mp}} (1 + \lambda V_{mp}) = \frac{I_s}{I_0} + 1 \ . \qquad (4)$$

Note further that if $I_L = 0$ in Eq. (1), i.e. under open circuit conditions, the voltage attains its maximum value V_{max}, given by :

$$e^{\lambda V_{max}} = \frac{I_s}{I_0} + 1 \ . \qquad (5)$$

TABLE 1

Symbols used by various authors for important photovoltaic parameters

Parameters	This paper and [1, 4]	PRINCE and WOLF [2, 5]	SHOCKLEY and QUEISSER [3]
Open circuit voltage	V_{max}	V_{oc}	V_{op}
Short circuit current	I_s	I_L	I_{sh}
Junction saturation current	I_0	I_0	I_0
Current at maximum power	I_{mp}	I_{max}	I[V(max)]
Voltage at maximum power	V_{mp}	V_{max}	V (max)
Maximum power per square centimeter	P_{max}	P_A	—
Maximum efficiency	η_{max}	η	η
Voltage across junction	V_j	—	—
Current through junction	I_j	—	—

Equations (4) and (5) are plotted over the range of greatest interest for solar conversion in *Figure* 2.

The current at maximum power I_{mp} can be determined by substituting (4) into (1) with the result :

$$I_{mp} = \left[\frac{\lambda V_{mp}}{1 + \lambda V_{mp}}\right] (I_s + I_0) \ . \qquad (6)$$

For practical solar cells I_s will be of the order of tens of milliamps per square centimeter whereas I_0 must be less than 1 $\mu A \cdot cm^{-2}$. Further, λV_{mp} will usually be greater than say 10 so that I_{mp} is nearly

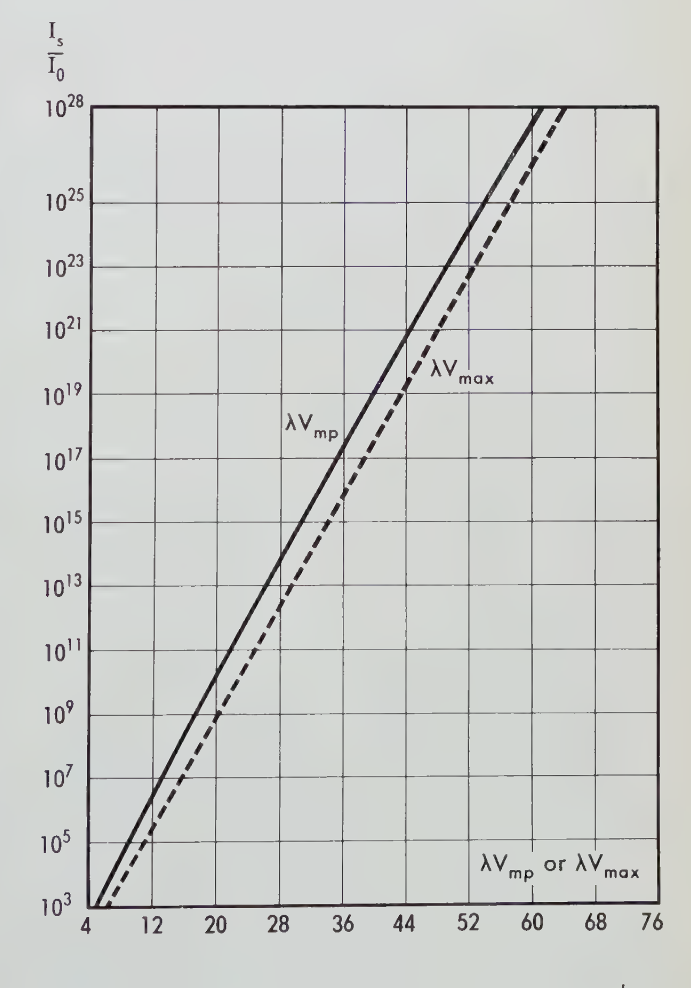


Fig. 2. *Relation between λV_{mp} and λV_{max} versus $\frac{I_s}{I_0}$.*

equal to I_s. We shall, however, resort to the following approximation :

$$I_{mp} \approx \left[\frac{\lambda V_{mp}}{1 + \lambda V_{mp}}\right] I_s \ . \qquad (7)$$

The maximum efficiency η_{max}, i.e., the efficiency for matched load conditions, will therefore be given by :

$$\eta_{max} = \frac{\text{Power output}}{\text{Power input}} = \frac{I_{mp} V_{mp}}{N_{ph} E_{av}} ;$$

$$= \left[\frac{\lambda V_{mp}}{1 + \lambda V_{mp}}\right] \frac{V_{mp}}{E_{av}} \frac{I_s}{N_{ph}} , \qquad (8)$$

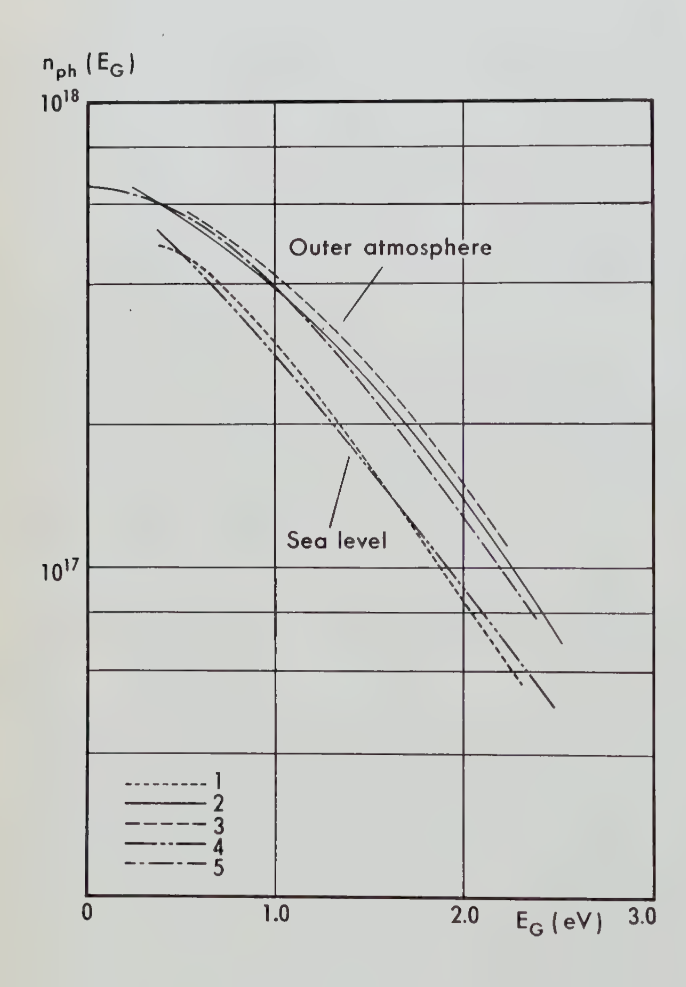


Fig. 3. *Plots of n_{ph} (E_G) (per cm²) based on various assumptions concerning solar spectrum :*

curve 1 from spectrum given in [20] and used in [2];
curve 2 from 6 000 °K black body spectrum used in [3];
curves 3 and 4 from spectra given in [8] used in [1];
curve 5 from spectrum in [21].

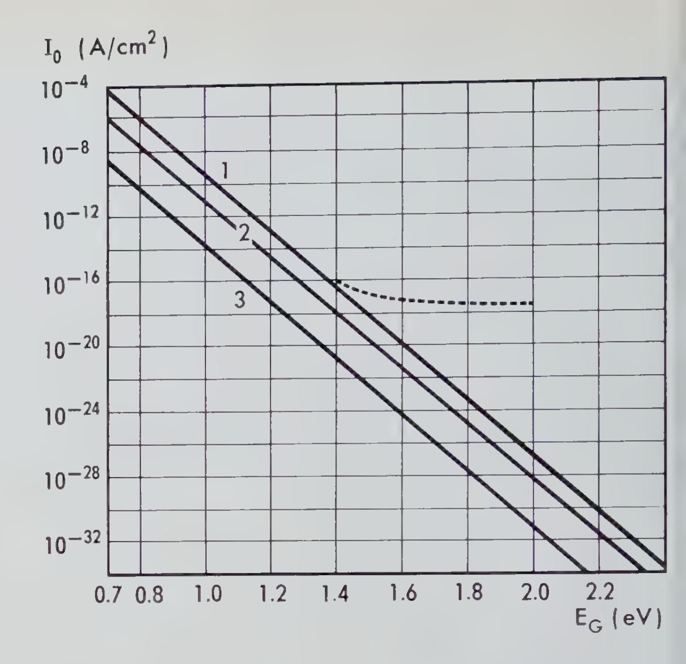


Fig. 4. *Relations between I_0 and E_G used by various authors :*

curve 1 based on Eq. (11), Ref. [1];
curve 2 based on Fig. 7, Ref. [2];
curve 3 based on Eqs. (3-8) and (3-15), Ref. [3], with $f_c = 1$.
The dashed line suggests a possible saturation in I_0 versus E_G as indicated by current experimental situation.

where Eq. (7) was substituted for I_{mp}. Here N_{ph} is the total number of photons in the solar spectrum and E_{av} is their average energy. Now I_s can be computed from the relation :

$$I_s = Q(\alpha, L, \ell, d)\, q\, n_{ph}(E_G) \ , \qquad (9)$$

Here, Q is the collection efficiency, i.e., the ratio of the number of carriers flowing across the junction to the number of photons n_{ph} (E_G) in the spectrum which have enough energy to liberate a hole-electron pair. The parameter Q is a function of the absorption constant α, diffusion length L and the geometry of the cell which can, for example, be a flat plate d cm thick with the junction located ℓ cm below the surface onto which the light is incident. (See Refs. [4, 6] for a more complete analysis of Q for such a geometry).

If Eq. (9) is substituted into (8), we find :

$$\eta_{max} = Q \left[\frac{\lambda V_{mp}}{1 + \lambda V_{mp}}\right] \frac{q\, V_{mp}}{E_{av}} \frac{n_{ph}(E_G)}{N_{ph}} \ . \qquad (10)$$

This is the basic equation for the maximum efficiency of a cell.

Other authors [2, 3, 5, 7] prefer to define η_{max} in terms of a voltage factor which is the ratio of V_{max} to E_G and a curve factor which is the ratio of the product $I_{mp} V_{mp}$ to the product $I_s V_{max}$. Besides these factors it is then also necessary to define an ultimate efficiency which is essentially $Q\, n_{ph}(E_G)/N_{ph}$. This sort of treatment reduces to Eq. (10), which is somewhat less complicated than the alternative formulation.

Consider now the effect of using semiconductors with different energy gaps. Clearly the last factor in Eq. (10) decreases with increasing E_G because larger E_G materials reject an increasingly larger fraction of the low energy solar photons. The value of $n_{ph}(E_G)$ is plotted for five versions of the solar spectrum in *Figure* 3. As is evident from Eq. (4), the value of V_{mp} depends only on the ratio I_s/I_0 which increases with E_G because the decrease in I_0 is much greater than the decrease in I_s, both of which occur when E_G increases. In fact, existing theories predict that I_0 should depend on E_G according to the following expression :

$$I_0 = C\, e^{-\frac{E_G}{BkT}}, \qquad (11)$$

where

$$1 \leqslant B \leqslant 2 .$$

The I_0 versus E_G curves used by various authors are shown in *Figure* 4.

3. Effect of various assumptions on maximum efficiency versus energy gap curves

Four factors have a strong influence on the shape of the η_{max} versus E_G curve, namely, the assumed solar spectrum ; the value of λ, i.e., of the parameter A; the dependence of I_0 on E_G, i.e., the value of B and the absolute value of I_0, i.e., the value of C in Eq. (11). We shall consider how these factors affect the η_{max} versus E_G curve.

Solar spectrum.

In a previous paper [1], it was shown that for fixed values of A, B and C, the distribution of photons versus energy in the solar spectrum can cause substantial changes in the position of the maximum in the range of E_G values for which η_{max} exceeds the silicon value, and in the amount by which η_{max} for the optimum material exceeds that of silicon. (It should be pointed out that only those materials whose ultimate η_{max} exceeds that of silicon are of sufficient practical importance to justify large experimental effort.)

The solar spectra as measured by ABBOTT and his co-workers [8] were used in the calculations in that paper. The value of $n_{ph}(E_G)$ as function of E_G was computed for the solar spectrum in outer space and for the spectrum at the surface of the earth as a function of the angle between the sun and the point in question. The most striking effect of atmospheric absorption is the reduction in the ultraviolet content of the solar spectrum; this reduction becomes more pronounced as the column of air through which the sun's rays pass is increased. *Figure* 5 shows η_{max} versus E_G for the spectrum above the atmosphere (Curve 3) and for the spectrum at the surface of the earth with the sun at the zenith (Curve 4). In this calculation, the value of C was that computed for silicon; A and B were assumed to have their ideal values of unity. Note that the shape of the η_{max} versus E_G curve is the same for low E_G values but that the range of E_G values for which η_{max} exceeds silicon and the maximum value of η_{max} are both larger for the outer atmosphere curve, Consider the other curves shown in *Figure* 5. For E_G values beyond those associated with the maximum values of η_{max}, the two curves computed by SHOCKLEY and QUEISSER [3] nearly coincide in value to the outer atmosphere curve, whereas the curve computed by WOLF [2] bears the same relation to the η_{max} curve associated with the solar spectrum on the earth's surface, sun at the zenith. The reason for the differences at lower E_G values will be discussed below. For the present, however, refer to *Figure* 3 which shows $n_{ph}(E_G)$ curves used by these authors. SHOCKLEY and QUEISSER approximated the solar spectrum by that of a black body curve for a temperature of 6 000 °K. This curve agrees very well with the $n_{ph}(E_G)$ curve computed from ABBOTT's data and with the more recent data for solar spectrum in outer space compiled by JOHNSON [1]. On the other hand,

---

[1] *The author wishes to thank Mr* J.J. WYSOCKI *of RCA Laboratories, Princeton, N. J., U.S.A., who computed the* $n_{ph}(E_G)$ *curve based on* JOHNSON*'s data, for permission to include it in Figure 3 prior to publication.*

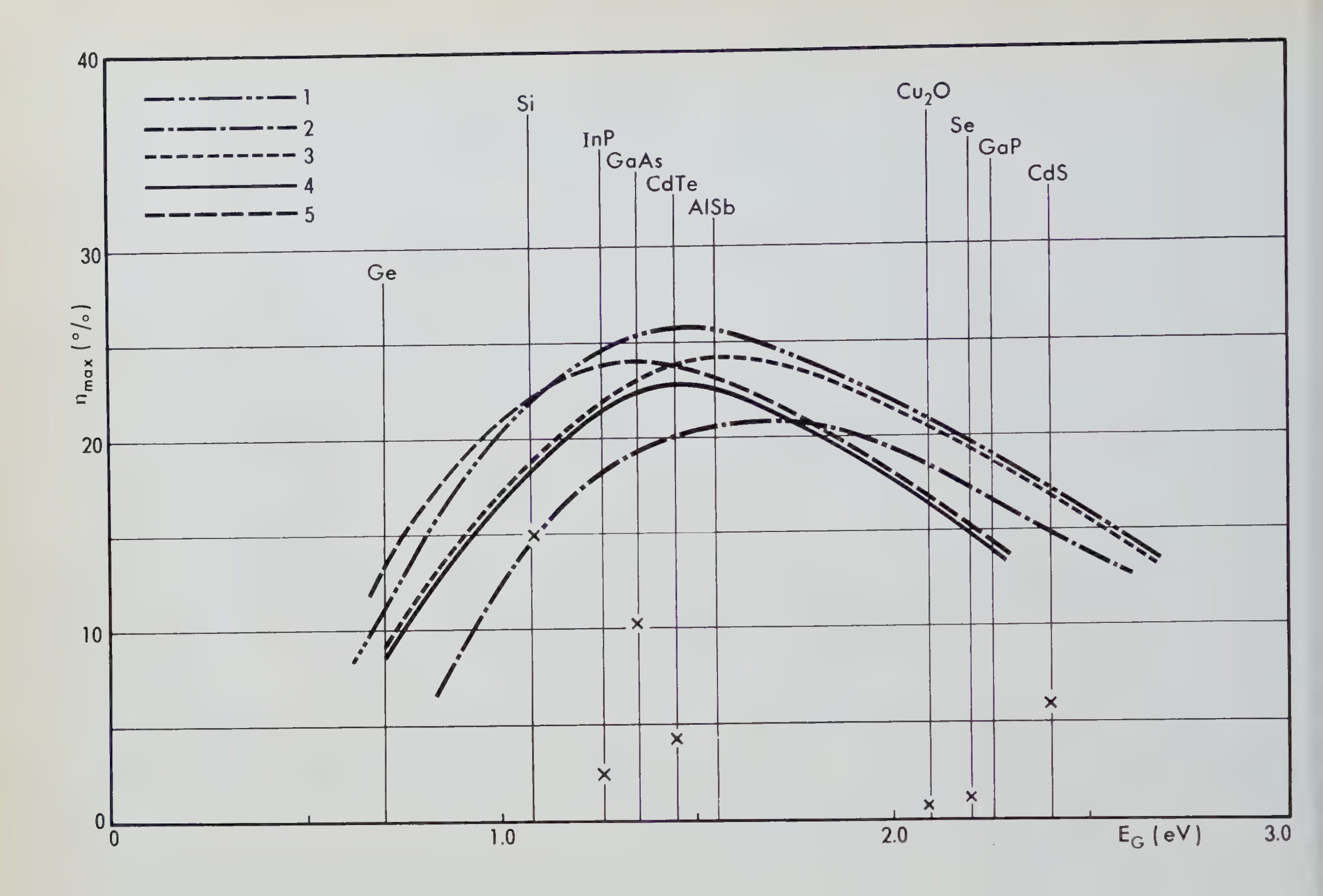


Fig. 5. *Maximum efficiency η_{max} versus energy gap E_G as computed by various authors.*

Curves 1 and 2 from [3], $f_c = 10^{-6}$ and 10^{-9} respectively; curves 3 and 4 from [1] based on solar spectrum in outer space and on earth's surface respectively and curve 5 from [2].

Wolf used the solar spectrum on the earth's surface as given by Moon and, as is evident, the resulting $n_{ph}(E_G)$ curve is very nearly the same as that based on Abbott's data. One can conclude from this that η_{max} versus E_G curves based on similar « solar spectra » tend to converge as E_G increases.

The value of I_0 and its dependence on E_G.

Figure 4 shows I_0 versus E_G and includes the values of this parameter used to compute the η_{max} versus E_G curves of *Figure* 5. Actually, in all three publications for which data is given in *Figure* 5, it was assumed that $B = 1$, i.e. :

$$I_0 = C\, e^{-\frac{E_G}{kT}} .$$

Different values of C were used, however. For an ideal junction, C would be given by [9] :

$$C = \frac{b}{(1 + b)^2} N_c N_v kqT (\mu_n + \mu_p)^2 \left(\frac{1}{\sigma_n L_p} + \frac{1}{\sigma_p L_n}\right), \qquad \text{(eq. 12)}$$

where

- b : ratio of electron mobility to hole mobility;
- N_c : concentration of allowed energy states in the conduction band;
- N_v : concentration of allowed energy states in the valence band;
- μ_n : mobility of electrons;
- μ_p : mobility of holes;
- σ_n : conductivity of *n* region;
- σ_p : conductivity of *p* region;
- L_n : diffusion length for electrons in *p* region;
- L_p : diffusion length for holes in *n* region.

Wolf assumed a heavier doping in the semiconductor, i.e., a higher value of σ_p than that in Ref. [1]. Shockley and Queisser approached the problem differently. They first computed η_{max} versus E_G for a cell at 0 °K on the assumption that all photons with energies in excess of E_G generated hole-electron pairs and that each pair contributed to the load an amount of energy (in eV) equal to the band gap. This efficiency, which cannot be achieved even in principle, was referred to as the ultimate efficiency and had a maximum value of 44 % for a semiconductor of 1.1 eV. In arriving at these figures, they approximated the solar spectrum by that of a black body at 6 000 °K. These authors then computed a « detailed balance limit of efficiency », which was calculated for a cell at 300 °K. The possibility of energy loss as a result of both radiative and non-radiative recombination was included in this model. Radiative recombination was easily handled but various assumptions had to be made to accommodate the non-radiative processes. With the simplifying assumption that the voltage dependence of non-radiative recombination is the same as that of radiative recombination, I_0 is independent of voltage and the contribution of non-radiative processes can be treated by means of a factor f_c which represents the ratio of radiative to the sum of radiative and non radiative recombination currents in the cell. Curve (3) in *Figure* 4 is a plot of I_0 versus E_G for the case $f_c = 1$, i.e. all recombination is radiative. Shockley and Queisser also calculated η_{max} versus E_G for values of f_c which increased I_0 so that its value would overlap the magnitude encountered in real functions. Curves of η_{max} versus E_G based on their treatment of the problem are plotted in *Figure* 5. The values of f_c were so chosen that in Eq. (11) the values of C used to compute the curves in Refs. [1] in [2] lie between the values used by Shockley and Queisser.

From this discussion, it is evident that for a given solar spectrum, different values of I_0 affect the shape of the η_{max} curves for low values of E_G. Lower values of I_0 increase the maximum value of the η_{max} versus E_G curve, shift the position of this maximum toward lower E_G values and narrow the range of E_G values for which computed values of η_{max} exceed that of silicon. This effect of lower I_0 was first pointed out by Rittner [10] who considered how changes in the impurity concentrations affect the η_{max} versus E_G curve.

The discrepancies between the various η_{max} versus E_G computations discussed in this paper are, therefore, based in part on differences in the « solar spectrum » and in part on differences in absolute values of I_0, i.e., in the value of the parameter C. The effect of differences in the value of the parameter B was discussed briefly in Ref. [1]. In the case treated there, it was assumed that $B = 2$ and the value of C was adjusted so that the resulting I_0 for silicon was the same as it had been when it was assumed that $B = 1$. The resulting η_{max} versus E_G curve is flattened out, i.e., the estimated value of η_{max} for the optimum material does not differ much from the value for silicon, so that the advantage gained by using such materials would be minimal. This is a very important facet of the problem since the « ideal » value of B, i.e., $B = 1$, has not been observed for *p-n* junctions in any material except germanium, and then only in selected junctions. Values in excess of 2 are commonly encountered in GaAs, CdTe, InP and even Si junctions.

The existence of a maximum in the η_{max} versus E_G curve is predicated on the assumption that I_0 decreases rapidly with increasing E_G. As indicated above, if $B = 2$, the curve becomes considerably flatter. It is possible that I_0 may not continue to decrease to the low values shown by the solid line in *Figure* 4, but rather that a kind of « saturation » may occur at some currently unspecified value of E_G as shown by the dashed line. If this were the case, there would then be no advantage to using materials with E_G values which lie beyond the point where the $ln\, I_0$ versus E_G curve departed from the straight line in *Figure* 4.

Consider now the effect of departures of the parameter $\lambda = q/AkT$ from its ideal value with $A = 1$. It is commonly found that $1 \leqslant A \leqslant 2$ and, in fact, sometimes $A > 2$. Jackson [11] had pointed out that large values of A, i.e., small values of λ, lead to large values of V_{mp} as indicated by Eq. (4), and therefore to large values of η_{max}. Subsequent experimental work has shown, however, that the values of λ and I_0 are interrelated in some way which is not understood, but the end result is that if $A > 1$, then $B > 1$ and usually $A \approx B$.

To see how this affects V_{mp} and finally η_{max}, substitute $\lambda = q/AkT$ and $I_0 = C\, e^{-\frac{E_G}{BkT}}$ into Eq.(4) and take logarithms of both sides (considering that $\frac{I_s}{I_0} \gg 1$) :

$$\frac{q\,V_{mp}}{AkT} + ln(1 + \lambda V_{mp}) = \frac{E_G}{BkT} - ln\left(\frac{C}{I_s}\right) . \quad (13)$$

(Both logarithmic terms have positive values). Thus V_{mp} is given by :

$$V_{mp} = \frac{A}{B}\,\frac{E_G}{q} - A\frac{kT}{q}\, ln\left(\frac{C}{I_s}\right) - A\frac{kT}{q}\, ln(1 + \lambda V_{mp}) . \quad (14)$$

If $A > 1$ and $B = 1$, then V_{mp} would indeed exceed its value for the case $A = B = 1$. But if $A = B > 1$, then the departure of A from its « ideal » value leads to a reduction of V_{mp} and therefore of η_{max}. It appears, therefore, that any departure from ideal junction behavior, i.e.

$$A = B = 1 ,$$

causes a reduction of η_{max} and reduces the advantage of the optimum material over silicon.

4. Other potential advantages of larger band gap materials

Apart from the higher values of η_{max} based on E_G considerations, there are other potential advantages which may accrue from the use of different materials for solar cells.

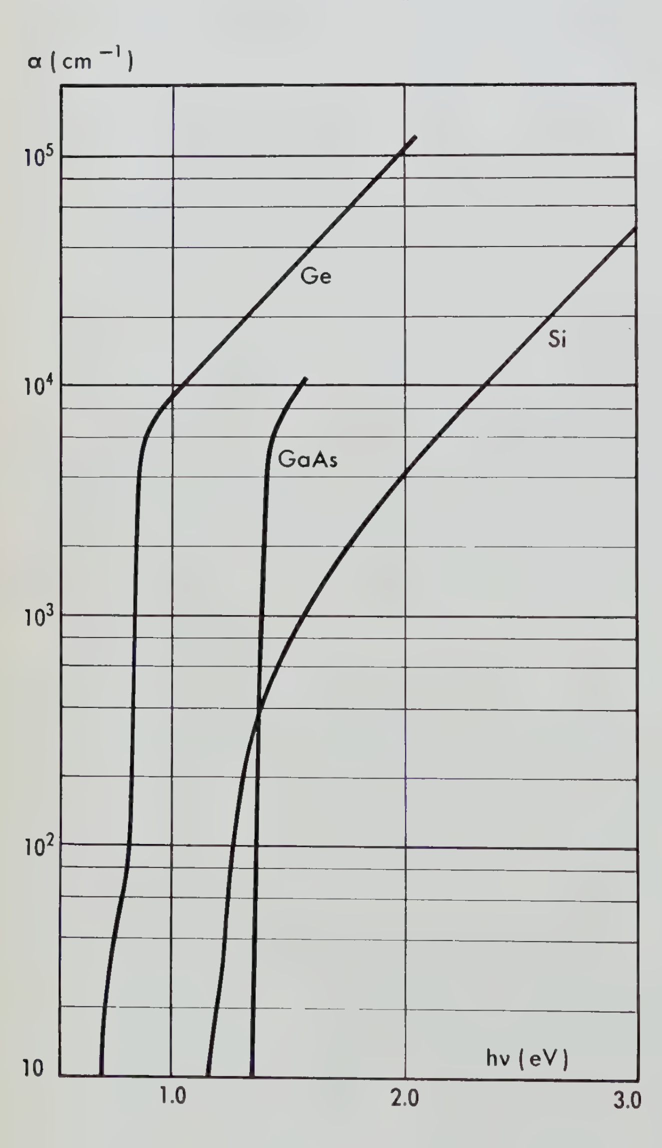


Fig. 6. *Plot of absorption constant α versus hν for Ge, Si and GaAs.*

Note sharpness of rise of α in GaAs.

a) Recently, Moss [13] pointed out that the sharper absorption edge of GaAs gives that material an inherent advantage over silicon. *Figure* 6 shows α versus hν curves for Ge, Si and GaAs (α: absorption constant; h : Planck's constant; ν : frequency of radiation). The more rapid rise of α at the GaAs edge means that the thickness of material needed to absorb most of the solar radiation is less in GaAs than in Si. This in turn means that the « active » thickness of the cell which is the sum of the diffusion lengths on the two sides of the junction can be smaller in GaAs. Thus a given collection efficiency could be achieved in GaAs with smaller minority carrier lifetimes and diffusion lengths than those required in Si. The shape of α versus hν curves in other potential photovoltaic materials should be determined in order to establish whether they may also have sharp absorption edges like that of GaAs.

b) Larger E_G materials have larger values of R_{mp}, the load resistance for maximum power transfer. This means that these materials can tolerate larger values of the series resistance r_s in *Figure* 1a, since, as was pointed out by Prince, the ratio of r_s/R_{mp} should be as small as possible in order to reduce losses of power in the cell itself. The irreducible minimum value of r_s is determined by the sheet resistance of the diffused skin which is a function of the skin thickness t. A small value of t leads to a high collection efficiency but a large value of r_s. A compromise must usually be made between these conflicting requirements. The ability of large E_G materials to tolerate larger values of r_s is a point, albeit a minor one, in their favor.

c) Jackson [11] has pointed out that a tandem arrangement of *p-n* junction photovoltaic cells like that shown in *Figure* 7 can lead to higher efficiencies for the overall combination. As shown in the figure, the radiation rejected by the larger E_G material can be partially utilized in the second material.

For example, if $E_{G_1} = 1.4$ eV and $E_{G_2} = 0.7$ eV, η_{max} will be 19 % for the pair of cells arranged in tandem as shown in *Figure* 7 whereas it would be 15 and 7.5 % for the 1.4 and 0.7 eV cells respectively. Note, however, that if one places two such cells side by side, the total power delivered by the pair will exceed that from a tandem arrangement of the two cells. Economic considerations based on the high cost of single crystal photovoltaic cells favor covering as large an area as possible over tandem arrangements, at least as far as terrestrial applications are concerned.

d) The ability of solar cells to withstand nuclear radiation can be expected to differ from one material to another. Thus some difference has been found between the decay rates of *n* on *p* base and *p* on *n* base cells [25]. It is reasonable to expect that other semiconductors may exhibit even greater differences in « radiation resistance ». The basis for such a statement lies in the fact that the parameter which is most sensitive to radiation is the minority carrier lifetime τ. Now the rate of change of τ is a function of the product the probability Δ (E_B) of producing a defect by bombardment with particles of energy E_B and the minority carrier capture cross section σ_{CB} of these defects ; in fact :

$$\frac{1}{\tau} \propto \sigma_{CB}\, \Delta (E_B) \ .$$

One can expect moderate variations in Δ (E_B) and large ones in σ_{CB} among different semiconductors. Furthermore, if a semiconductor has a sharp absorption edge (e.g. as in GaAs) and therefore is able to achieve a given η_{max} with a smaller τ, this can lead to a higher « radiation resistance » even if the product σ_{CB} Δ (E_B) has the same value as in a competing material. This is because a lower value of τ means a larger initial concentration of recombination centers; changes in τ become detectable only when the number of radiation produced recombination centers becomes an appreciable fraction of the number of other centers initially present. Thus, it appears that differences in rates of damage can be expected among photovoltaic cells made from various semiconductors; this may influence the choice of cells for use in radiation environments.

e) Some of these high E_G materials may lend themselves to cheaper methods of fabricating efficient solar cells than the technique used for making silicon cells from large single crystals, which requires preparation of thin wafers, diffusion of a suitable impurity and applications of contacts. Thus Se cells are made from polycrystalline material, but their η_{max} has never come anywhere near the theoretical maximum for material with an $E_G = 2.2$ eV. The developments in CdS have been more exciting [14]. Admitedly the reason for the relatively high η_{max} (5-6 %) in single crystal cells remains unknown; there are disagreements about the type of junction formed in these crystals. It has, nevertheless, been possible to prepare CdS cells by evaporating CdS onto a SnO_2 transparent, conducting coating and then evaporating a layer of Cu onto the CdS; this method of preparation bears similarities to the one used for single crystal cells. Such polycrystalline cells have yielded efficiencies up to 3.5 %. Photovoltaic cells have also been made from evaporated films of CdTe [15] but their efficiency was negligible as compared to that of single crystal cells from this same material. Furthermore, their method of fabrication and electrical characteristics were quite unlike those of the single crystal cells [16]. It would clearly be profitable to examine the possibility of making photovoltaic cells from high E_G materials by various methods which result in polycrystalline cells.

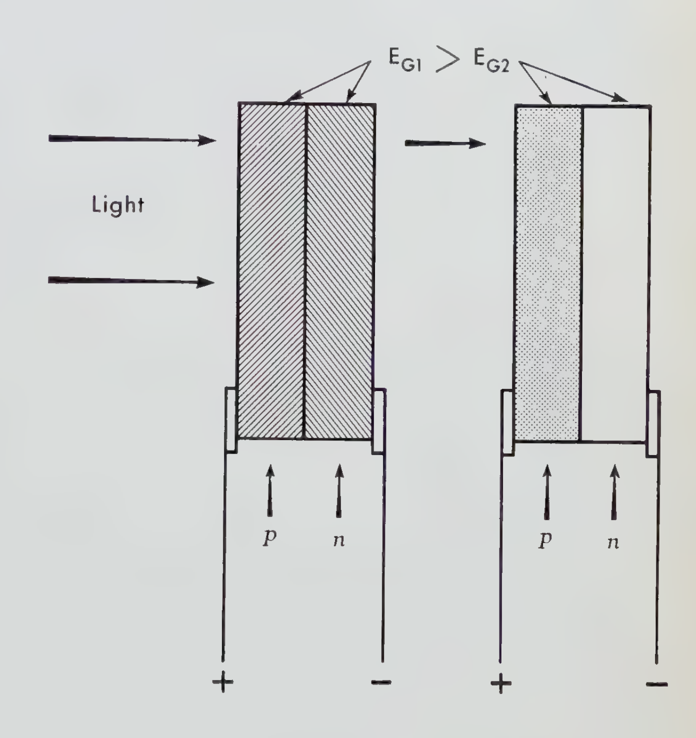


Fig. 7. *Tandem arrangement of cells made from materials with different E_G values designed increase overall solar energy conversion efficiency.*

5. Current status of experiments on photovoltaic cells from materials other than silicon

Reports on the efficiencies for solar energy conversion have appeared in the literature for Si ($E_G = 1.1$ eV), InP (1.25 eV), GaAs (1.35 eV), CdTe (1.45 eV), Se (2.2 eV), GaP (2.25 eV) and CdS (2.4 eV).
The best values of η_{max} for each of these are tabulated with appropriate references to the literature in *Table* 2. The highest reported values of η_{max} are indicated by crosses in *Figure* 5.

TABLE 2

Highest reported efficiencies for solar energy conversion

Material	Energy Gap E_G (eV)	Highest η_{max} reported (%)	Remarks	Reference
Si	1.1	15	Single crystal; both *n* on *p* base and *p* on *n* base yield high η_{max}	2
InP	1.25	2.0	Alloy type *p* on *n* base	16
GaAs	1.35	9.0	Zn diffused *p* on *n* base	22
CdTe	1.45	4.0	Zn diffused *p* on *n* base	23
Cu_2O	2.1	0.5	Polycrystalline	14
Se	2.2	1.0	Polycrystalline, *p-n* junction between two different materials	14
GaP	2.25	<0.5		12
CdS	2.4	6.0	Single crystal	24
		3.0	Evaporated film	14

A word of caution concerning these values of η_{max} is required since many of these values were determined with « artificial suns » as light sources. Now, the spectrum of the incident light affects $n_{ph}(E_G)$, and therefore η_{max} considerably so that caution must be exercised when one compares efficiencies of different materials. As has been pointed out elsewhere [12], appreciable differences in « measured » solar energy conversion efficiencies can result from the use of substitute light sources. The higher infrared content of such sources usually results in higher values of η_{max} than one would measure under true solar radiation.

Even with these reservations which imply that η_{max} values in *Table* 2 may be somewhat optimistic, it is a significant fact that there have been no reports of η_{max} in excess of silicon. This relatively poor performance of large E_G materials is usually attributed to the undeveloped state of their technology and the hope is usually expressed that if the effort expended on them were comparable to that expended on germanium and silicon, the values of η_{max} would begin to approach those given by the theoretical curves of *Figure* 5. There is, however, reason to ask whether more serious fundamental physical limitations which have not been enunciated as yet may prevent attainment of this desirable end.
When the data available for cells made from these materials is examined, it is found that the measured values of I_s are considerably lower than q $n_{ph}(E_G)$, i.e., Q is low. Furthermore, λ departs from its ideal value, i.e., $A \geqslant 2$ and I_0 falls far short of the values expected in ideal junctions which suggests that $B > 1$ and in fact may be greater than 2. The low value of Q is probably caused by low values of diffusion length L, which is to say low values of minority carrier lifetime τ. For example, analysis of the spectral response of GaAs cells led to a value $L \sim 0.5$ μ which corresponds to $\tau \sim 10^{-10}$ s. HALL [17] and MAYBURG [18] recently pointed out that the maximum τ for GaAs containing 10^{17} impurities per cm^3 is about 10^{-7} second so that there is considerable room for improvement in the material or cell fabrication techniques which lead to observed values of 10^{-10} s. High values of Q should be attainable for τ in the range 10^{-7} s $\geqslant \tau \geqslant 10^{-11}$ s as was shown in [1]. In fact, this was one of the reasons given for expecting high η_{max} cells from materials whose technology as reflected in values of τ was not too highly developed. Moss [13] has estimated that η_{max} would approach its theoretical

value in GaAs if τ were about 2×10^{-8} s which value is not inconsistent with the estimated maximum value of τ in GaAs given by MAYBURG [18]. Calculations of maximum attainable τ values in other large E_G materials have not appeared in the literature; a knowledge of these values is needed to ascertain whether they fall within the range required for high η_{max}.

As regards the non-ideal values of λ and I_0 it is more difficult to pinpoint the difficulty or to evaluate the chances of reaching the values in *Figure* 4. It is possible that I_0 may follow a curve like the dashed curve in this figure, i.e., that it may tend to saturate as E_G is increased. This conjecture is based on the trend of experiments on high E_G materials. Furthermore, there are theoretical grounds for expecting values of $B = 2$ [19] and it is possible that as one increases E_G from the value for Ge, B changes from a value of 1 toward 2 and that I_0 finally saturates as shown in *Figure* 4. Clearly this is an area which requires further investigation both experimental and theoretical.

6. Summary

Differences in the η_{max} versus E_G curves given by various authors can be traced to differences in assumed solar spectra and in the values of I_0. The spectrum of a 6 000 °K black body is a good approximation for solar spectrum in outer space, but not for the spectrum on the earth's surface.

For the case $I_0 = C\, e^{-\frac{E_G}{BkT}}$, a small value of C leads to an increase in the highest value of η_{max}, a shift of the optimum E_G toward smaller E_G values and a narrowing of the range of E_G values for which η_{max} is higher than that of silicon.

Large E_G materials may have other potential advantages over silicon besides the higher value of η_{max} given by the η_{max} versus E_G curve. These include sharper α versus $h\nu$ curves which should lead to high values of collection efficiency with low values of internal series resistance (r_s in *Figure* 1a); possibility of arrangement in tandem thus leading to higher overall efficiencies; possibility of greater resistance to nuclear radiation and possibilities for less expensive methods of fabrication.

The current status of experiments on large E_G materials is summarized in *Table* 2. With the exception of GaAs, none of these materials has exhibited efficiencies anywhere near to those reported for silicon. This relatively poor performance is usually attributed to the low state of technology of these materials but it may be caused by presently unknown fundamental limitations on the value of I_0. If I_0 does not depend on E_G in accordance with *Figure* 4, the potential advantage of these large E_G materials is eroded and may not be capable of being realized.

ACKNOWLEDGMENT

The authors whishes to express his gratitude to Dr H. FLICKER and Mr J. J. WYSOCKI, *RCA Laboratories*, Princeton, New Jersey, for valuable discussions on some aspects of this paper.

References

1 J.J. LOFERSKI

Theoretical Considerations Governing the Choice of the Optimum Semiconductor for Photovoltaic Solar Energy Conversion.

J. APPL. PHYS., vol. 27, n° 7, july 1956, pp. 777-784.

2 M. WOLF

Limitations and Possibilities for Improvement of Photovoltaic Solar Energy Converters.

PROC. I.R.E., vol. 48, n° 7, july 1960, pp. 1246-1263.

3 W. SHOCKLEY and H.J. QUEISSER

Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells.

J. APPEL. PHYS., vol. 32, n° 3, march 1961, pp. 510--519.

Note that Fig. 5 of this reference is not correct. A corrected version is given as Fig. 2 in

H.J. QUEISSER and W. SHOCKLEY

Some Theoretical Aspects of the Physics of Solar Cells.

PROGRESS IN ASTRONAUTICS AND ROCKETRY, vol. 3 : Energy Conversion for Space Power, pp. 317-323. ED. ACADEMIC PRESS, N.Y., 1961.

4 P. RAPPAPORT, J.J. LOFERSKI and E.G. LINDER

The Electron Voltaic Effect in Germanium and Silicon p-n Junctions.

RCA REV., vol. 17, n° 1, march 1956, pp. 100-128.

5 M.B. PRINCE and M. WOLF

New Developments in Silicon Photovoltaic Devices.

J. BRIT. INSTN. RADIO ENGRS, vol. 18, n° 10, october 1958, pp. 583-595.

6 J.J. LOFERSKI and J.J. WYSOCKI

Spectral Response of Photovoltaic Cells.

RCA REV., vol. 22, n° 1, march 1961, pp. 38-56.

7 M.B. PRINCE

Silicon Solar Energy Converters.

J. APPL. PHYS., vol. 26, n° 5, may 1955, pp. 534-540

8 C.G. ABBOTT, F.E. FOWLE and L.B. ALDRICH

The Distribution of Energy in the Spectra of the Sun and Stars.

SMITHSON. MISCEL. COL., vol. 74, n° 7, publ. 2714 june 4, 1923, 30 p.

9 W. SHOCKLEY

The Theory of p-n Junctions in Semiconductors and p-n Junction Transistors.

BELL SYST. TECHN. J., vol. 28, n° 3, july 1949, pp. 435-489.

10 E.S. RITTNER

Use of p-n Junctions for Solar Energy Conversion.

PHYS. REV., vol. 96, n° 6, december 1954, pp. 1708-1709.

11 E.D. JACKSON

Areas for Improvement of Semiconductor Solar Energy Converters.

TRANS. CONF. USE SOL. ENERG., Tucson, Ariz., 1955, vol. 5, pp. 122-126.

12 J.J. WYSOCKI, J.J. LOFERSKI and P. RAPPAPORT
Research on Photovoltaic Converters.
PROC. 14TH ANN. POWER SOURCES CONF., may 1960, U.S. Army Signal Research and Development Laboratory, pp. 32-36.

13 T.S. MOSS
The Potentialities of Silicon and Gallium Arsenide Solar Batteries.
SOLID-STATE ELECTRONICS, vol. 2, n° 4, may 1961, pp. 222-231.

14 A.E. MIDDLETON, D.A. GORSKI and F.A. SHIRLAND
Evaporated CdS Film Photovoltaic Cells for Solar Energy Conversion.
PROGRESS IN ASTRONAUTICS AND ROCKETRY, vol. 3 : Energy Conversion for Space Power, pp. 275-298. ED. ACADEMIC PRESS, N.Y., 1961.

15 L. PENSAK
High Voltage Photovoltaic Effect.
PHYS. REV., vol. 109, n° 2, january 15, 1958, p. 601.

B. GOLDSTEIN
Properties of Photovoltaic Films of CdTe.
PHYS. REV., vol. 109, n° 2, january 15, 1958, pp. 601-603.

16 P. RAPPAPORT
The Photovoltaic Effect and its Utilization.
RCA REV., vol. 21, n° 3, september 1959, pp. 373-397.

17 R.N. HALL
PROC. INST. ELECTR. ENGRS, vol. 106B, Suppl. 17, 1961, p. 983.

18 S. MAYBURG
Direct Recombination in GaAs and Some Consequences in Transistor Design.
SOLID-STATE ELECTRONICS, vol. 2, n° 4, may 1961, pp. 195-201.

19 C.T. SAH, R.N. NOYCE and W. SHOCKLEY
Carrier Generation and Recombination in p-n Junctions and p-n Junction Characteristics.
PROC. I.R.E., vol. 45, n° 9, september 1957, pp. 1228-1243.

20 P. MOON
Proposed Standard Solar Radiation Curves for Engineering Use.
J. FRANKLIN INST., vol. 230, 1940, pp. 583-617.

21 F.S. JOHNSON
The Solar Constant.
J. METEOROL., vol. 11, n° 6, 1954, pp. 431-439.

22 M. LAMORTE
Private communication (RCA Semiconductor Products Division, Somerville, N.J.).

23 VODAKOV, LOMAKINA, NAUMOV and MASLAKOVETS
CdTe Photovoltaic Cells.
FIZ. TVERDOGO TELA, vol. 2, 1960, pp. 3-20.

24 D.C. REYNOLDS
The Photovoltaic Effect in CdS Crystals.
TRANS. CONF. USE SOL. ENERGY, Tucson, Ariz., 1955, vol. 5, pp. 102-116.

25 J.J. LOFERSKI
The Photovoltaic Effect and Solar Energy Conversion.
PROGRESS IN ASTRONAUTICS AND ROCKETRY, vol. 3 : Energy Conversion for Space Power, pp. 221-229. ED. ACADEMIC PRESS, N.Y., 1961.

The photovoltaic effect in GaAs, CdS and other compound semiconductors

P. Rappaport and J. J. Wysocki

R.C.A. LABORATORIES
PRINCETON, N. J.

Abstract

The factors affecting the choice of a semiconductor material for solar cells are discussed. These include conversion efficiency, temperature behavior, radiation damage and cost. Higher band-gap materials are potentially comparable to, or better than Si, for solar cells. A lower lifetime in these materials can be tolerated if the absorption constant increases rapidly with energy. The latest results obtained with GaAs, CdS, CdTe, InP and GaP are presented. Efficiencies up to 13 % have been reported for GaAs cells ; 7 % for single crystal and 5 % for polycrystalline CdS cells ; and 4 % for CdTe cells. Less effort has been expended on fabricating cells from InP and GaP although they are potentially useful materials.



L'effet photovoltaïque dans les composés semiconducteurs

P. Rappaport et J. J. Wysocki

R.C.A. LABORATORIES
PRINCETON, N. J.

Sommaire

L'étude des facteurs qui déterminent le choix d'un semiconducteur pour la réalisation de cellules solaires (rendement de conversion, comportement en fonction de la température, "résistance" aux radiations de grande énergie, prix de revient) montre que les matériaux à saut d'énergie élevé offrent des possibilités comparables ou supérieures à celles du silicium. On constate que ces matériaux sont parfaitement utilisables, même lorsque le temps de vie des porteurs minoritaires est faible, à condition que leur coefficient d'absorption croisse rapidement avec l'énergie des photons.
On passe en revue les plus récents résultats obtenus avec GaAs, CdS, CdTe et GaP et on indique les valeurs publiées des rendements atteints : 13 % pour les cellules GaAs ; 7 % pour les monocristaux CdS et 5 % pour les couches CdS polycristallines ; 4 % pour les cellules CdTe. Bien qu'ils présentent de l'intérêt, le phosphure d'indium et le phosphure de gallium ont été peu utilisés pour la fabrication de cellules photovoltaïques.



1. Introduction

This paper covers the factors governing the choice of semiconductor materials other than silicon for photovoltaic cells and the results which have been obtained.
A review of the general theory of photovoltaic cells will not be given since this aspect is covered in other papers in this issue (See for example [1]). The implications of theory regarding the choice of a particular material will of necessity be considered in some detail for completeness.

2. Factors governing the choice of material

The factors which affect the use of a particular material for photovoltaic cells depend upon the particular application in mind. Since the major use of solar cells at this time is in space applications, the material aspects will be considered from this viewpoint. Consequently, there are four factors which affect the choice of a material. These factors include the conversion efficiency obtainable with the material; the temperature performance; the « radiation resistance » or ability of the cell to perform satisfactorily after bombardment with the high energy particles found in outer space, and finally, the cost of the cells. The available power per unit weight of material is not considered a distinct factor since it is intimately connected with the conversion efficiency of the device.

The conversion efficiency

Several computations of the maximum attainable conversion efficiency have been made as a function of the semiconductor band-gap. The results differ in general, but it is quite clear that the differences arise from the assumed solar spectrum and the current-voltage characteristic of the solar cell [1, 2, 3, 4]. In view of this situation and the primary application of these cells to satellites, this paper will utilize where possible those computations based on the solar spectrum outside the earth's atmosphere together with *p-n* junctions whose material properties are comparable to those currently attainable [2, 3]. The I-V characteristic of these junctions consists then of the sum of a diffusion and a recombination current [5]. The maximum attainable efficiencies subject to these limitations are listed in *Table* 1 for various semiconductors [3].

TABLE 1

Maximum attainable efficiencies in outer atmosphere for p-n junctions with diffusion-recombination characteristics

Case 2 of Reference 3; power input = 140 mW/cm^2; T = 25 °C.

Semiconductor	*Band-gap* (eV)	*Efficiency*
Si	1.11	20 %
InP	1.25	23 %
GaAs	1.40	24 %
CdTe	1.45	21 %
GaP	2.23	17 %
CdS	2.4	16 %

On the basis of the data in *Table* 1, GaAs and InP are potentially the most efficient energy converters, although the efficiencies of the other semiconductors are comparable.
No losses were considered in computing the above efficiencies. In particular, reflection and internal resistance losses were taken to be zero and, more significantly, it was assumed that all of the carriers generated by the input photon flux were collected by the junction; i.e. the collection efficiency was unity. The assumption of zero reflection and resistive losses is justifiable in practice. Reflection losses can be reduced by the use of transparent coatings with appropriate thickness and index of refraction. In Si, for example, such coatings reduce the reflection loss from approximately 30 % to 6-7 % [6, 7]. A similar reduction is obtained in coated GaAs cells. Resistive losses are potentially more serious than reflection losses, but even these can be reduced by appropriate doping, low-resistance ohmic contacts and grid structures to minimize sheet resistance

[8, 9, 10]. An advantage to using higher-band-gap materials in solar cells is that the resistance at maximum power is higher. Consequently, a given amount of series resistance is less serious than in cells made from lower-band-gap materials.

Losses due to non-unity collection efficiency are more significant than either of the losses covered above for the basic mechanism in photovoltaic energy conversion is the separation and collection of the generated electron-hole pairs. The collection efficiency is a strong function of the minority-carrier diffusion lengths, junction depth and the absorption constant of light in the given material [11, 12, 13]. None of the above factors can be excluded in considering the collection efficiency [12, 13]. For example, the maximum efficiency of Si is computed to be 22 % at 20 °C for a sea-level power input of 106 mW/cm², assuming zero losses and unity collection efficiency. (A collection efficiency of unity implies infinite minority-carrier diffusion lengths and a cell thickness sufficiently large to absorb all of the incident radiation with energy larger than the band-gap). If a more reasonable assumption is made concerning the diffusion lengths, then the maximum conversion efficiency is reduced as shown in *Table* 2 as a function of the diffusion lengths, L_B and L_S, in the base and skin regions, respectively. The values shown in *Table* 2 are a result of a numerical calculation using the intrinsic absorption constant for Si [14].

TABLE 2

Maximum conversion efficiency for silicon

Input power density = 106 mW/cm² ; surface recombination velocity = 0 ; junction depth = 1 μ; wafer thickness = 20 mils (0,5 mm).

L_B (μ)	L_S (μ) 10	1	0.1
100	17 %	14 %	11 %
10	11 %	10 %	7 %
1	7 %	6 %	2 %

The strong influence of the collection efficiency is clearly seen since the correction is sufficient to bring the calculated maximum efficiency within the range of efficiencies obtained in practice [10]. (In commercial cells, the values of L_B and L_S approach 150 μ and 0.5 μ, respectively.)

The values in *Table* 2 also show the effect of the absorption constant on efficiency. Observe that L_B has a much larger influence on the efficiency than L_S in most cases. This result is due to the relatively gradual increase in the absorption coefficient of Si with photon energy. The majority of electron-hole pairs are generated therefore in the base region rather than in the skin. As a consequence, Si cells should have as large a diffusion length in the base region as possible.

This connection between diffusion length and absorption constant is of importance in determining the potentialities of various materials for photovoltaic energy conversion [13]. In essence, the implication is that the minority-carrier diffusion lengths must be large in comparison with the junction depth only in those regions in which the majority of electron-hole pairs are created. If the absorption constant increases rapidly with photon energy so that the majority of carriers are created in the skin region of a cell, a large fraction of the carriers can be collected, even if the diffusion length is low, by suitable surface and geometrical design of the cell, i.e., a small junction depth with low surface recombination velocity, together with grid contacts to reduce sheet resistance.

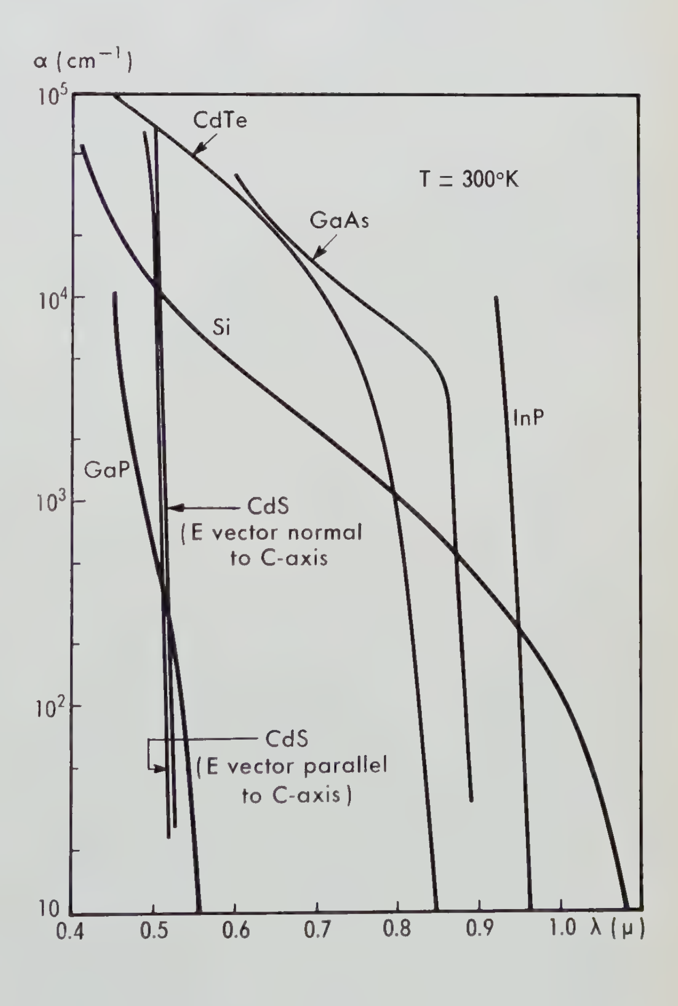


Fig. 1. *Absorption constant α, for various semiconductors, versus wavelength λ.*

This result has technological importance. Generally, the properties of a material including the minority-carrier lifetimes improve as more effort is expended on growing the material in suitable form. If poorer lifetimes can be tolerated because of the rapid increase in absorption constant with energy, work can profitably be expended on the optimization of surface properties, device geometry and contacts with the available material. Furthermore, less material is needed in any given solar cell; only that amount is required which insures effective absorption of the incident radiation. The application of thin films of suitable semiconductor materials with thicknesses less than one mil for photovoltaic conversion is particularly promising.

A comparison of the absorption constants of the materials listed in *Table* 1 is shown in *Figure* 1. This data is taken from the literature [14-19]. In all cases, the absorption constant increases more rapidly than in Si. Consequently, geometrical design will have a strong influence on the efficiency if the minority carrier lifetimes are low. Furthermore, these materials are suitable for application in thin film cells.

The above discussion illustrated that photovoltaic cells made from materials with band-gaps larger than that of Si are potentially useful in cells not only because they have comparable or even higher maximum efficiencies, but also because these efficiencies can be attained with poorer material by proper design of the cell.

Another allied property which must be considered, especially for space application, is the available power per pound from a given material. A comparison of the weight of material required in a bank of cells which deliver 1 watt of power when exposed to the solar spectrum outside the earth's atmosphere is shown in *Table* 3. The cells are assumed to be 20 mils thick and to have the conversion efficiency listed in *Table* 1. No corrections for contacts, cover glasses, mounting structures, or storage batteries have been made since these would presumably be the same for each material.

It is seen that the use of a material other than Si results in an array which is approximately twice as heavy. However, in view of the discussion concerning the absorption constant, a comparison based on the same cell thickness is unfair, since in all cases, the thickness and hence weight, can be smaller than that of Si for an equivalent amount of light absorption.

TABLE 3

Weight of material in solar cell array which delivers 1 watt

Cell thickness = 20 mils (0,5 mm) ; power input = 140 mW/cm².

Semi-conductor	*Density* (g·cm⁻³)	*Area of array* (cm²)	*Weight of material* (g)	(lb)
Si	2.33	35.7	4.16	0.0092
InP	4.80	31	7.44	0.0164
GaAs	5.31	29.8	7.9	0.0173
CdTe	6.20	34	10.5	0.0232
GaP	4.13	42	8.68	0.0191
CdS	4.82	44.6	10.8	0.0238

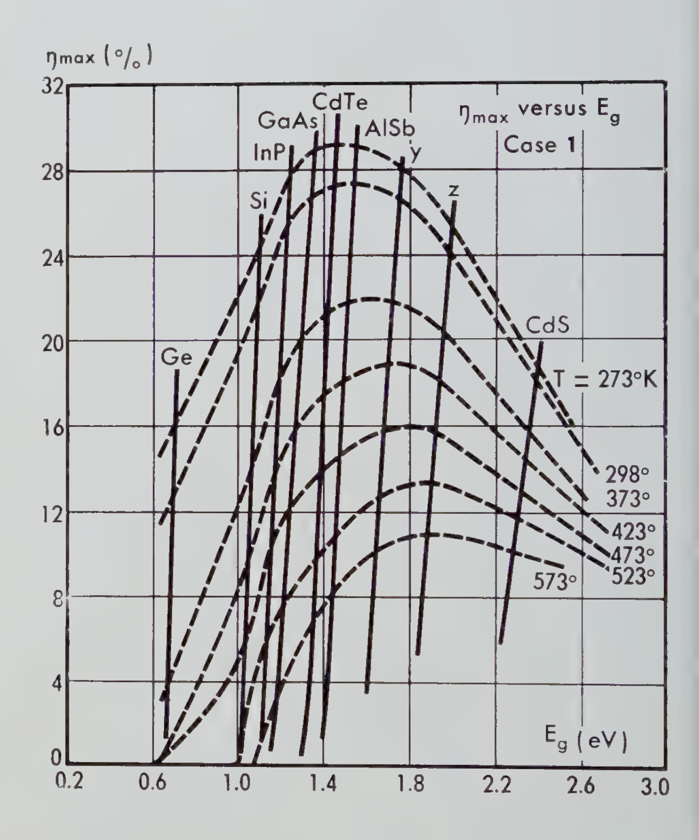


Fig. 2. *Efficiency versus energy-gap for various semiconductors with temperature as a parameter.*

The operating temperature

An essential element in a photovoltaic cell is the *p-n* junction. It is well known that the I-V characteristic of a junction is a strong function of the temperature [1]. Consequently, the temperature at which a solar cell operates determines its power output and efficiency; as the temperature increases, the efficiency decreases [3]. In general, it is desirable to have a cell whose efficiency does not drop appreciably at the highest temperature of operation. Such cells

are useful when temperature control is difficult or where concentration of solar energy is desirable to increase the power output from a given array of cells.

A graph of the maximum efficiency versus band-gap with temperature as a parameter is shown in *Figure* 2 to illustrate the behavior expected. The case depicted corresponds to an « ideal » junction; i.e., the junction current is a pure diffusion current (Case 1 of Reference 3). The isothermal lines have been drawn smoothly; however, a smooth change of efficiency with band-gap is not to be expected because material properties other than the band-gap also have an effect on the efficiency [3]. The materials designated Y and Z are possible ternary compounds — combinations of GaAs and GaP, for example. The curves in *Figure* 2 indicate that there is an optimum material at each temperature and that this optimum shifts to higher band-gaps as the temperature is increased [3, 20]. The ratio of the efficiency at 150 °C to that at 25 °C for the case of a diffusion-recombination junction characteristic is given in *Table* 4. The higher band-gap materials perform substantially better than Si at higher temperatures, indicating again the potentiality of these materials.

TABLE 4

The conversion efficiency at 150 °C *as a percentage of its value at* 25 °C

Semiconductor	$\frac{\eta_{150}}{\eta_{25}}$ (%)
Si	38
InP	50
GaAs	56
CdTe	59
GaP	79

Radiation damage

Another factor which must be considered is the susceptibility of the various materials to damage when subjected to radiation from high-energy particles. The presence of such radiation fields in outer space consisting of high-energy protons and electrons has been conclusively established [21]. These particles are sufficiently energetic to create lattice defects in the various materials which reduce the minority-carrier lifetime and change the resistivity. The most deleterious effect in solar cells is the reduction in lifetime with a consequent reduction in conversion efficiency [1, 22, 23]. It is estimated that unprotected commercial Si *p* on *n* cells would degrade in efficiency by 25 % after about 10 days of continuous exposure to Van Allen radiation [22].

The variation of lifetime with the incident flux of radiation, Φ, can be expressed as shown in Equation (1) :

$$\tau = \frac{\tau_0}{1 + C\,\tau_0\,\Phi}\,, \qquad (1)$$

where τ_0 is the initial lifetime and C is the product of the introduction rate of the defect, its capture cross-section, its filling factor and the thermal velocity of the minority carrier [24]. The two quantities in Equation (1) which determine the radiation damage rate are τ_0 and C. At the present time, sufficient information regarding the value of C in the above semiconductors is unavailable. However, since the product $C\,\tau_0$ determines how fast the lifetime will degrade, a high value of C, coupled with a sufficiently low value of τ_0 can make a material resistant to radiation damage. Such compensation is possible providing the lifetime is still sufficient for effective energy conversion. As discussed above, low lifetimes can be tolerated if the absorbed light creates carriers in a region where geometrical design can provide a high collection efficiency. Since the absorption coefficients of the higher band-gap materials have the proper dependence on the photon energy, it is postulated that cells made from these materials can in principle be at least as radiation resistant as Si cells, if not better.

Cost and state of technology

The last factor to be considered is the cost and state of technology of the material. Only a few general remarks will be made on this subject. The material costs of the above semiconductors will probably be greater than that of Si, especially if single crystal solar cells are considered. The use of thin films will compensate for the higher price of the material. Furthermore, the cost of the material and the performance realized with the cells are functions of the state of technology of the material. As more effort is expended on a particular material, its cost generally decreases while its properties improve. This trend has been shown with germanium and silicon. It is even evident in the data presented below where the materials on which the most effort have been expended, GaAs, CdS and CdTe, show the most promising results.

3. Results obtained with GaAs, CdTe, InP and GaP

Gallium arsenide

Several publications have appeared which illustrate the steady improvement in efficiency of GaAs solar cells. Gremmelmaier, in 1955, reported an efficiency of 4 % as measured in sunlight [25]. A short time later, Jenny *et al.* reported cells ranging in efficiency up to 6.5 % [26]. The cell areas, however, were generally small — on the order of 10^{-2} cm². Efficiencies of 5.3 % were obtained in 1959 for areas of a few tenths of a square centimeter and up to 7-8 % for cell areas of 1-2 cm² in 1960 [27-29]. Recently, conversion efficiencies have reached values of 13 % in normal sunlight, based on active area (total area minus grid-contacts) calculations [30]. At the present time, therefore, efficiencies have been obtained which are comparable to those obtained with Si cells. The improvement in performance of the GaAs cells is directly attributable to better technology (contacts, diffusion procedures, etc.), and to better material.

The cells are made from single crystal material which is *n*-type and doped to the order of 10^{17}/cm³. The *p-n* junction is made by diffusing a suitable acceptor such as zinc or cadmium into a carefully prepared wafer to a depth of approximately 1 μ. After diffusion, contacts and anti-reflection coatings are applied to complete the cell fabrication [25, 26, 27, 29]. The anti-reflection coatings reduce reflection losses to 9 % while the use of good ohmic contacts and grids reduce the internal resistance to approximately 10 ohms [30].

Typical photocharacteristics of several cells with

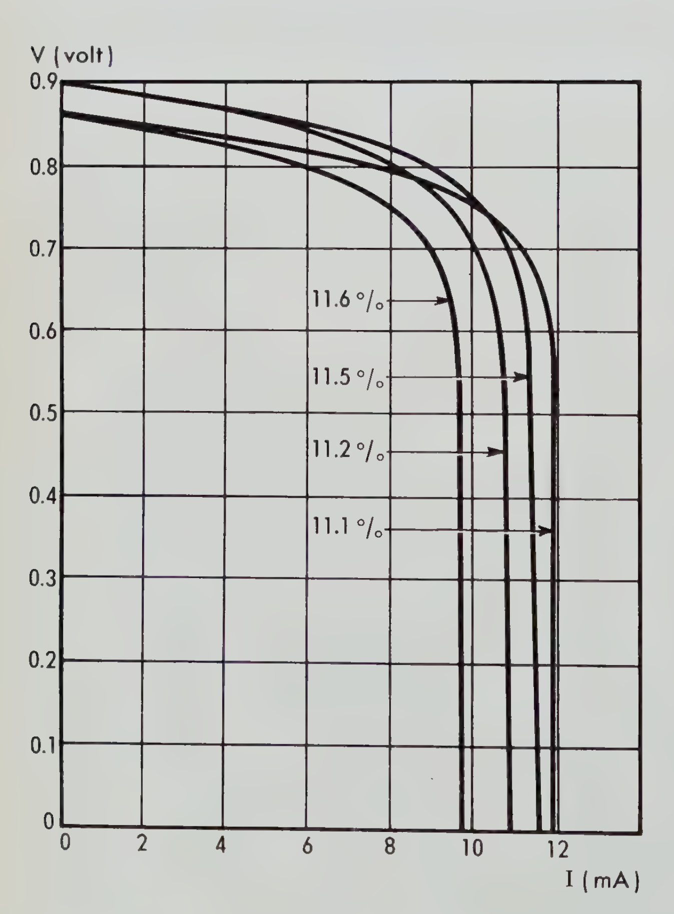


Fig. 3. *Typical photocharacteristics of GaAs cells.*

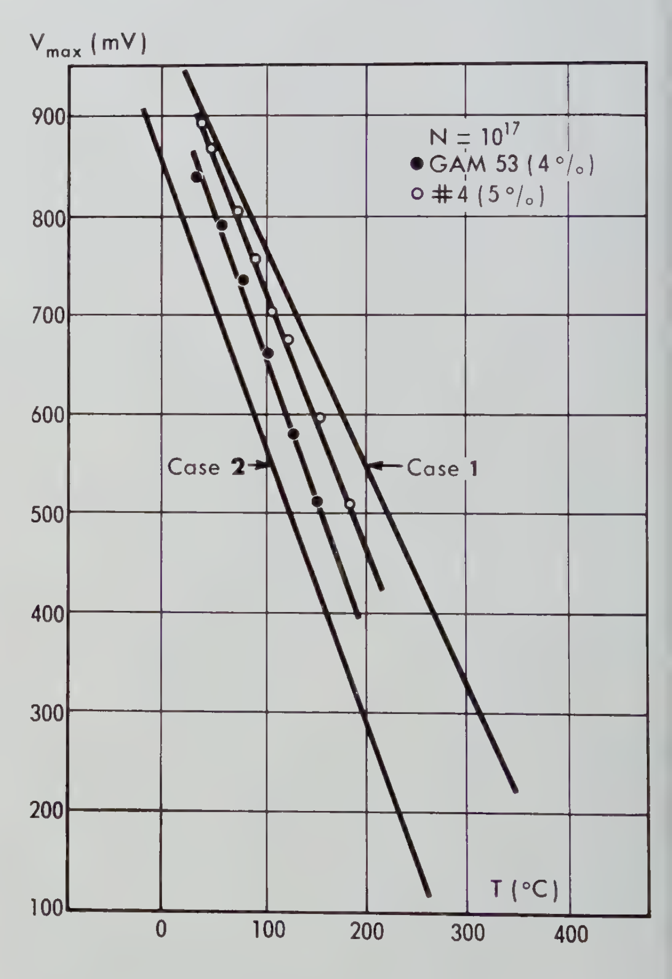


Fig. 4. *Open-circuit voltage V_{max} versus temperature for GaAs solar cells.*

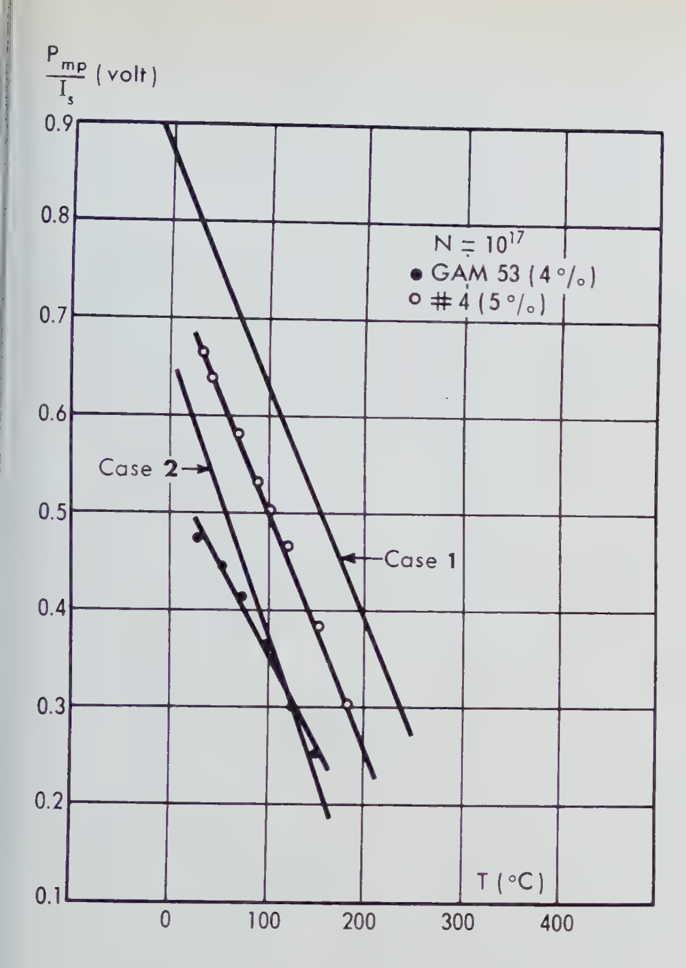


Fig. 5. *The ratio P_{mp} to I_s versus temperature for GaAs solar cells.*

efficiencies ranging from 11.1-11.6 % are shown in *Figure* 3 [31]. The open-circuit voltages obtained range from 0.8-0.9 V, although values as high as 0.96 V have been observed [30]. Short-circuit current densities are typically on the order of 17 mA/cm² [30]. The junction characteristics indicate that recombination in the space-charge region plays a significant role in cell behavior [29,30].

The temperature behavior of GaAs cells has been studied, and it has been shown that they do not degrade as fast as Si cells at higher temperatures [28, 30]. The behavior of some early experimental cells with temperature is shown in *Figures* 4 and 5. *Figure* 4 is a plot of the open-circuit voltage V_{max} of two cells. Also shown are the theoretical curves corresponding to junctions with a pure diffusion current (Case 1) and with a pure recombination current (Case 2) [3]. The intermediate behavior of the cells suggests that the junction current consists of the sum of a recombination and diffusion current. Similar remarks apply to *Figure* 5 where the ratio of the maximum power output, P_{mp}, to the short-circuit current, I_s, is shown. The ratio is plotted since a comparison to theory was sought and the theory was based on a short-circuit current independent of temperature. It is found that I_s at first increases with temperature because of increasing lifetime and decreasing band-gap with a consequent increase in the light spectrum utilized; eventually I_s decreases. The data shown in *Figure* 5 also suggests that the higher efficiency cell has a characteristic dominated by recombination and diffusion, but that the lower efficiency cell is dominated by recombination. The difference in behavior of the lower-efficiency cell in these figures probably resides in the temperature behavior of I_s.

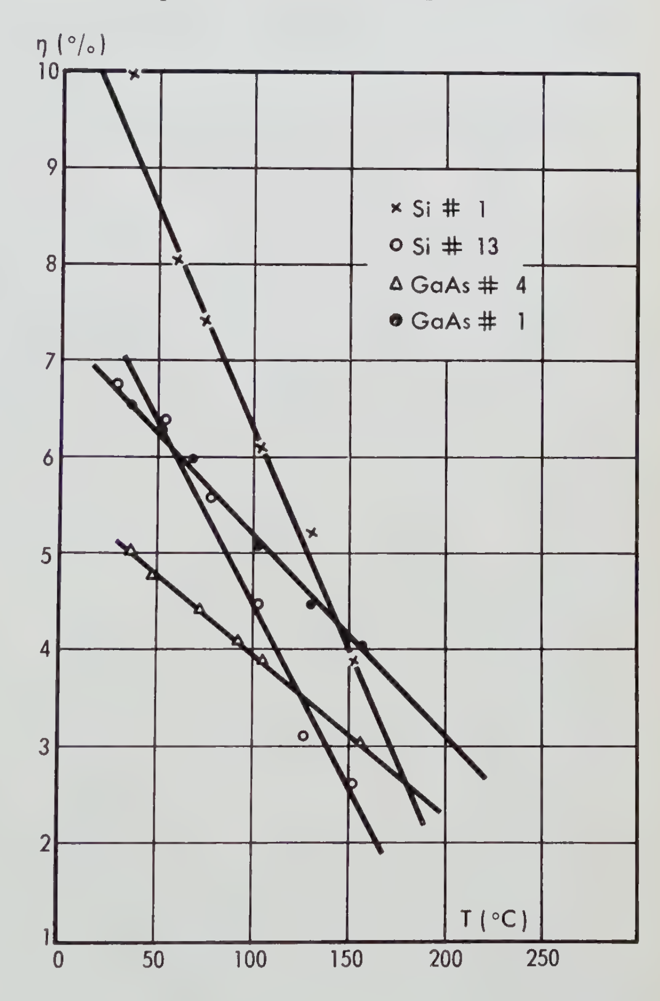


Fig. 6. *A comparison of the temperature behavior of GaAs and Si solar cells.*

A comparison of the temperature behavior of experimental GaAs and commercial Si cells is shown in *Figure* 6. It is readily seen that the degradation in efficiency is less in GaAs than in Si. Consequently, even though the GaAs cells shown had lower room temperature efficiencies than the Si cells, there was some temperature above which the GaAs cells were more efficient. Similar behavior has been obtained for more efficient GaAs cells [30].

Spectral analyses were made on GaAs cells and an interpretation of this data indicates that the effective diffusion length in the skin regions is approximately 0.5 μ [11]. The effective minority-carrier lifetime in this region is thus 10^{-10} s, assuming a diffusion constant of 25 $cm^2 \cdot s^{-1}$. In view of the nature of the absorption constant in GaAs, therefore, high efficiency cells require shallow junction depths to insure high collection efficiencies. A necessary consequence is the need for low surface recombination velocities and grid contacts to reduce sheet resistance losses.

Studies have been initiated on the susceptibility of GaAs cells to radiation damage. Preliminary results are listed in *Table* 5 in terms of the critical flux, or flux required to reduce the efficiency by 25 % [32]. The cells used in these tests had efficiencies ranging from 3 to 6.6 % in filtered tungsten light.

TABLE 5

Critical fluxes for GaAs *cells*

Bombarding particles	Φ_c (particles /cm^2)
800 keV electrons	$1 - 4 \times 10^{16}$
8.3 MeV protons	1.2×10^{13}
19 MeV protons	$1 - 3 \times 10^{13}$

The damage threshold for electrons in GaAs cells is approximately 280 keV compared to 150-200 keV in Si cells. The critical fluxes listed above are higher than those for *n* on *p* Si cells when a comparison is made to cells with the same initial efficiency. Spectral analyses after bombardment with 800 keV electrons suggest the radiation resistance of GaAs cells is enhanced by the low initial lifetimes in the diffused skin. As discussed above, low lifetime and high conversion efficiency are not necessarily mutually exclusive parameters.

Cadmium sulfide

Cadmium sulfide has been of interest as a solar cell material for about the same period of time as silicon. Both silicon and cadmium sulfide solar cells were first reported in 1954 [33]. However, CdS did not become as important as Si. The reasons for this were: (a) difficulty in making single crystals in quantity with reproducible properties, (b) low efficiency and (c) poorer high-temperature performance than that predicted by theory. The highest reported solar conversion efficiency for a single crystal CdS solar cell is about 6-7 % [34].

A rather important development in the cadmium sulfide technology has been the polycrystalline film device which has yielded efficiencies in the 4-5 % range [35, 36]. Cadmium sulfide may be very important in this application because of the possibility of low cost solar energy conversion [37].

According to theory, CdS should have a small conversion efficiency. Since its band-gap is 2.4 eV, it can absorb only about 1/4 as many photons as can silicon. Spectral response measurements on cadmium sulfide solar cells however show most of the response arising from photons with energy less than 2.4 eV. This behavior is seen as the dashed curve in *Figure* 7. It is obvious that the usually accepted theory for the photovoltaic effect does not apply to CdS.

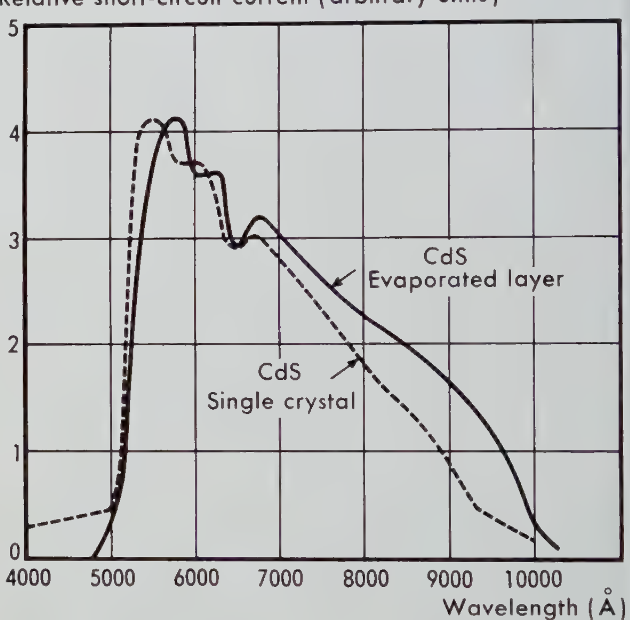


Fig. 7. *Spectral response of CdS-copper photovoltaic cells.*

This lack of theoretical conformance is not too surprising since the formation of a true *p-n* junction is difficult if not impossible because of the absence of hole mobility. All the CdS solar cells so far reported are in the nature of a metal (usually copper) semiconductor contact. In order to obtain the best efficiency the Cu-CdS system usually has to be baked at approximately 400 °C for about a minute. REYNOLDS [34] hypothesizes that copper diffusion takes place forming *p*-type CdS and a *p-n* junction; however, the formation of a Cu_2O or Cu_2S contact cannot be ruled out as a possibility. Two explanations of the cell behavior have been proposed:

1) A two-step process occurs in which one low energy photon excites a valence electron to an intermediate level in the forbidden band; subsequently, another low energy photon excites the electron to the conduction band thus generating an electron-hole pair. Such photoluminescent processes have been observed in a red to green light converter [38] with an internal efficiency in excess of 5 %. It is not certain that such a process usually possible only at low temperature could result in a high solar conversion efficiency.

2) The second explanation of WILLIAMS and BUBE [39] suggests that photoemission of electrons from the copper into cadmium sulfide may be taking place. Such a barrier could reasonably be about 1 eV so that photons greater than 1 eV and less than 2.4 eV could create short-circuit current in accordance with the spectral response curves in *Figure* 7. Since these experiments were performed on Cu-CdS barriers that were not heat treated one cannot assume *p-n* junction theory to apply.

Figure 8 shows the photocharacteristic of a 4 % CdS cell as a function of temperature. Several interesting facts can be obtained from these curves. The open-circuit voltage of 490 mV at 21 °C is less than 1/2 the value expected for a heavily doped crystal and a true *p-n* junction; i.e., roughly the band-gap or 2.4 volts in this case. The fall-off of P_{mp} with temperature is comparable to that in Si whereas it should be slower. From the experimental evidence it appears that an effective band-gap of 0.8 to 1.0 eV can best describe these CdS junctions. This would correspond to 1/2 a normal junction, typical of a metal semiconductor contact. It is clear that such a solar cell does not yield the optimum temperature dependence and that present day cadmium sulfide cells offer no high temperature advantage over silicon or gallium arsenide.

By far the most interesting application of cadmium sulfide is the deposited large-area, polycrystalline cell [35, 36]. Since there is no need for growing single crystals, such cells can be a factor of 1,000 lower in cost and many times larger in area. Cells can be made on flexible substrates so as to be suitable for inflatable arrays. Present day cells offer greater power to weight ratios than silicon so that this type cell may find application in space as well as for terrestrial purposes.

For film devices there are two material requirements necessary for satisfactory operation :

1) The minimum grain size must be at least equivalent to the film thickness which in turn must be less than a diffusion length, and

2) the optical absorption must be such that the majority of carriers will be generated within the thickness of the film.

These requirements can be met with evaporated CdS films about 5-10 microns thick. Such films can be made conducting with a resistivity of about 1 Ω.cm and with optical properties similar to those of single crystals.

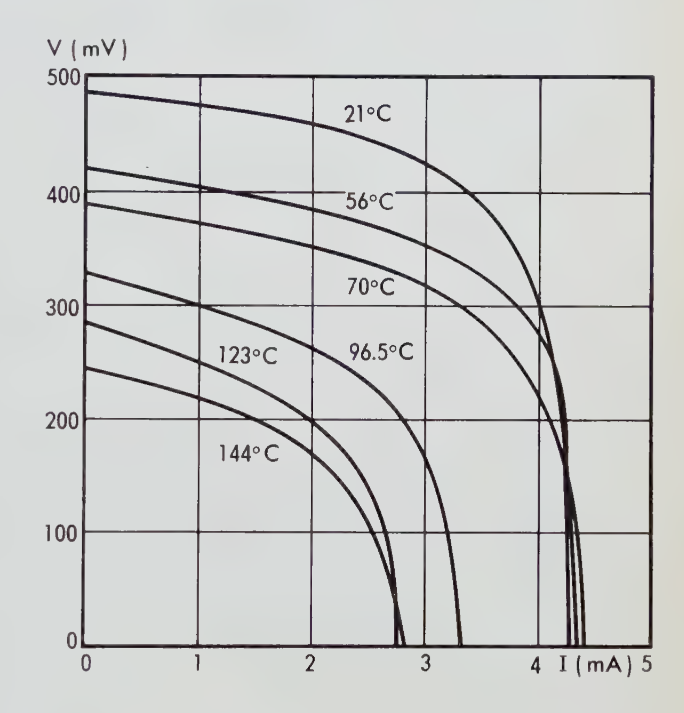


Fig. 8. *The photocharacteristics of a CdS cell as a function of temperature.*

When an opaque layer of copper is applied to these CdS films followed by a suitable heat treatment, and with proper ohmic contacts, solar cells can be made with characteristics very similar to the single crystal devices mentioned above. These are backwall cells with spectral response properties almost identical to the single crystal cells as shown in *Figure* 7.

Open-circuit voltages are about 0.5 volt with short-circuit currents exceeding 5 mA/cm². Cells with areas approximately 100 cm² have been made. It is unreasonable to expect this type of solar cell to be more efficient than the single crystal CdS cell so that present efficiencies of 5 % will probably not be exceeded in large areas. One must look to other materials with higher single-crystal efficiencies in order to obtain better film devices than those offered by CdS .

CdTe, InP and GaP

Solar cells have been made with CdTe, InP and GaP, but less effort has been expended on fabricating cells from these materials than from GaAs and CdS.

Early work on CdTe was hampered by the lack of low-resistivity crystals. Consequently, series resistance dominated the conversion process, resulting in low efficiencies. Efficiencies up to 2.0 percent in small area alloy junctions were obtained [40]. Later, VODAKOV *et al.* have reported a 4 % efficient CdTe junction photocell made by depositing thin, semi-transparent metallic layers on a suitably prepared wafer with subsequent heat treatment [41]. The reported decrease in efficiency with temperature is comparable to that observed with GaAs, as expected since the band-gaps are comparable [41]. The junction current of these cells is determined by recombination in the space-charge layer [42]. An analysis of the I-V characteristics yields a lifetime in the base of $\sim 10^{-7}$ s and 10^{-9} s in the skin [42]. The low efficiencies obtained are primarily due to the fact that the semi-transparent metallic electrode to the top face transmits only 50 % of the incident light [42]. A study of the spectral response of these cells indicates quantum efficiencies greater than one in the ultra-violet part of the spectrum [43]. There have been no reported investigations of the radiation damage properties of these cells. An interesting high-voltage photocell was discovered by PENSAK who evaporated CdTe at an oblique angle onto a suitable substrate heated to a temperature between 100° and 200 °C [44]. PENSAK and GOLDSTEIN found that these films (approximately one micron thick) could produce potentials as high as 1,500 V/cm under bright illumination. The sheet resistance of these films is approximately 10^{13} Ω in the dark. The conversion efficiencies are consequently about 10^{-4} percent. The mechanism suggested to explain these results in a series chain of many, asymmetric *p-n* barriers, possibly at grain boundaries, whose voltages add to produce the high open-circuit voltage observed. Asymmetric junctions or junctions with asymmetric properties are required since a series chain would ordinarily result in a voltage typical of one barrier only [40, 45].

Very little has been reported on InP and GaP. An efficiency of 2 % was obtained on an InP cell whose I-V curve showed the existence of large, internal resistance [40]. Solar cells have been made on GaP, but the conversion efficiency was less than 1 % [28]. An open-circuit voltage of 1.3 volt was obtained with an intense light source, possibly the highest observed in a single junction photovoltaic cell [46]. Spectral studies of the photovoltage in GaP as a function of wavelength show the presence of two distinct maxima : 4,200 Å and 5,600 Å in undoped crystals, and 4,200 Å and 6 000 Å in Zn-doped crystals [46]. The long wave excitation peaks (5,600 Å or 6,000 Å) are attributed to a two-step mechanism in the creation of electron-hole pairs [46]. There have been no reported studies of temperature performance or radiation damage on these cells.

4. Conclusions

A study of the factors affecting the choice of a material for photovoltaic cells indicates that the higher band-gap materials have certain advantages. First, the theoretical conversion efficiencies are comparable or higher than that of Si cells. Secondly, the rapid increase in absorption constant for these materials signifies that efficient cells can be made even if the minority-carrier diffusion lengths are low by suitable placement of the junction, low surface recombination velocities and low series resistance. Low lifetimes will enhance the radiation resistance of these devices. Furthermore, cells made from thin films are potentially possible and quite attractive for low cost requirements.

The current status of cells made from GaAs, CdS, CdTe, InP and GaP is reviewed. The improvements in GaAs and CdS cells justifie the effort expended on them.

Less attention has been devoted to fabricating cells from CdTe, InP, and GaP; consequently, the results are not indicative of the potentialities of these materials. From experience with GaAs it would appear that 5 to 10 years are required before a new material yields results consistent with those predicted theoretically.

References

1 J.J. LOFERSKI
Possibilities Afforded by Materials Other than Silicon in the Fabrication of Photovoltaic Cells.
ACTA ELECTRONICA, vol. 5, n° 3, 1961, pp. 350-363.

2 J.J. LOFERSKI
Theoretical Considerations Governing the Choice of the Optimum Semiconductor for Photovoltaic Solar Energy Conversion.
J. APPL. PHYS., vol. 27, n° 7, july 1956, pp. 777-784.

3 J.J. WYSOCKI and P. RAPPAPORT
Effect of Temperature on Photovoltaic Solar Energy Conversion.
J. APPL. PHYS., vol. 31, n° 3, march 1960, pp. 571-578.

4 W. SHOCKLEY and H. QUEISSER
Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells.
J. APPL. PHYS., vol. 32, n° 3, march 1961, pp. 510-519.

5 C T. SAH, R.N. NOYCE and W. SHOCKLEY
Carrier Generation and Recombination in p-n Junctions.
PROC. IRE, vol. 45, n° 9, september 1957, pp. 1228-1243.

6 M.B. PRINCE and M. WOLF
New Developments in Silicon Photovoltaic Devices.
J. BRIT. INSTN. RADIO ENGRS., vol. 18, n° 10, october 1958, pp. 583-595.

7 V. MALOVETSBAYA, V. VAVILOV and G. GALKIN
The Reflection Coefficient of Antireflection Coated Surfaces of Silicon Photocells.
SOVIET PHYS. SOLID STATE, vol. 1, 1960, p. 1099.

8 M. B. PRINCE
Silicon Solar Energy Converters.
J. APPL. PHYS., vol. 26, n° 5, may 1955, pp. 534-540.

9 J.J. WYSOCKI
Effect of Series Resistance on Photovoltaic Solar Energy Conversion.
RCA REV., vol. 22, n° 1, march 1961, pp. 57-70.

10 M. WOLF
Limitations and Possibilities for Improvements of Photovoltaic Solar Energy Converters.
PROC. IRE, vol. 48, n° 7, july 1960, pp. 1246-1263.

11 J.J. LOFERSKI and J.J. WYSOCKI
Spectral Response of Photovoltaic Cells.
RCA REV., vol. 22, n° 1, march 1961, pp. 38-56.

12 D.A. KLEINMAN
Considerations on the Solar Cell.
BELL SYST. TECHN. J., vol. 40, n° 1, january 1961, pp. 85-115.

13 T.S. MOSS
The Potentialities of Silicon and Gallium Arsenide Solar Batteries.
SOLID-STATE ELECTRONICS, vol. 2, n° 4, may 1961, pp. 222-231.

14 W.C. DASH and R. NEWMAN
Intrinsic Optical Absorption in Single Crystal Germanium and Silicon at 70 °K and 300 °K.
PHYS. REV., vol. 99, n° 4, august 1955, pp. 1151-1155.

15 The GaAs data was taken from Ref. 12.

16 R. NEWMAN
Optical Properties of n-Type InP.
PHYS. REV., vol. 111, n° 6, september 1958 pp. 1518-1521.

17 G.B. DUBROVSKII
Optical Properties of CdTe.
SOVIET PHYS. SOLID STATE, vol. 3, 1961, p. 1305 (Russian Edition).

18 W.G. SPITZER *et al.*
Optical Absorption in n-Type Gallium Phosphide.
PHYS. CHEM. SOLIDS, vol. 11, 1959 pp. 339-341.

19 D. BUTTON
Fundamental Absorption Edge in Cadmium Sulfide.
PHYS. REV., vol. 112, n° 3, november 1958, pp. 785-792.

20 R.E. HALSTED
Temperature Consideration in Solar Battery Development.
J. APPL. PHYS., vol. 28, n° 10, october 1957, p. 1131.

21 J.A. VAN ALLEN and L.A. FRANK
Radiation Measurements to 658,300 km with Pioneer IV.
NATURE, vol. 184, n° 4682, july 1959, pp. 219-224.

22 J.J. LOFERSKI
The Photovoltaic Effect and Solar Energy Conversion.
PROGRESS IN ASTRONAUTICS AND ROCKETRY, vol. 3 : Energy Conversion for Space Power, pp. 221-229. ED. ACADEMIC PRESS, New York 1961.

23 F.M. SMITS, K.D. SMITH and W.L. BROWN
Solar Cells for Communication Satellites in the Van Allen Belt.
J. BRIT. INSTN. RADIO ENGRS., vol. 22, n° 2, august 1961, pp. 161-169.

24 J.J. LOFERSKI and P. RAPPAPORT
Electron-Bombardment Induced Recombination Centers in Germanium.
J. APPL. PHYS., vol. 30, n° 8, august 1959, pp. 1181-1183.

25 R. GREMMELMAIER
GaAs-Photoelement.
Z. NATURFORSCH., série A, vol. 10, n° 6, june 1955 pp. 501-502.

26 D.A. JENNY, J.J. LOFERSKI and P. RAPPAPORT
Photovoltaic Effect in GaAs p-n Junctions and Solar Energy Conversion.
PHYS. REV., vol. 101, n° 3, february 1956, pp. 1208-1209.

27 J.J. LOFERSKI, P. RAPPAPORT and J.J. WYSOCKI
Recent Solar Converter Research.
PROC. THIRTEENTH ANN. POWER SOURCES CONF., 1959, p. 59.

28 J.J. WYSOCKI, J.J. LOFERSKI and P. RAPPAPORT
Research on Photovoltaic Converters.
PROC. FOURTEENTH ANN. POWER SOURCES CONF., may 1960, pp. 32-36.

29 E.G. BYLANDER, A.J. HODGES and J.A. ROBERTS
Characteristics of a High Solar Conversion Efficiency Gallium Arsenide p-n Junction.
J. OPT. SOC. AMER., vol. 50, n° 10, october 1960, pp. 983-985.

30 A.R. GOBAT, M.F. LAMORTE and G.W. McIVER
Characteristics of High-Conversion-Efficiency Gallium Arsenide Solar Cells. (To be published).

31 We are indebted to GOBAT, LAMORTE and McIVER for permission to use this figure from Ref. 30 prior to publication.

32 This data is due to J.J. LOFERSKI, J.J. WYSOCKI, and J. SCOTT-MONCK.

33 D.C. REYNOLDS, G. LEIES, L.L. ANTES and R.E. MARBURGER
Photovoltaic Effect in Cadmium Sulfide.
PHY. REV., vol. 96, n° 2, october 1954 pp. 533-534.

34 D.C. REYNOLDS
The Photovoltaic Effect in Cadmium Sulfide Crystals.
TRANS. CONF. ON THE USE OF SOLAR ENERGY, Tucson, Arizona, 1955, vol. 5, Electrical Processes, pp. 102-116.

35 H.I. MOSS
Large-Area Thin-Film Photovoltaic Cells.
RCA REV., vol. 22, n° 1, march 1961, pp. 29-37.

36 A.E. MIDDLETON, D.A. GORSKI and F.A. SHIRLAND
Evaporated CdS Film Photovoltaic Cells for Solar Energy Conversion.
PROGRESS IN ASTRONAUTICS AND ROCKETRY, vol. 3 : Energy Conversion for Space Power, pp. 275-298. ED. ACADEMIC PRESS, New York, 1961.

37 P. RAPPAPORT and H.I. MOSS
Low-Cost Photovoltaic Conversion of Solar Energy.
U.N. CONF. ON NEW SOURCES OF ENERGY, Rome, august 21-31, 1961, S/106.

38 R.E. HALSTED, E.F. APPLE and J.S. PRENER
Two-Stage Optical Excitation in Sulfide Phosphors.
PHYS. REV. LETTERS, vol. 2, n° 10, may 1959, pp. 420-421.

39 R. WILLIAMS and R.H. BUBE
Photoemission in the Photovoltaic Effect in Cadmium Sulfide Crystals.
J. APPL. PHYS., vol. 31, n° 6, june 1960 pp. 968-978.

40 P. RAPPAPORT
The Photovoltaic Effect and its Utilization.
RCA REV., vol. 20, n° 3, september 1959, pp. 373-397.

41 Yu. A. VODAKOV, G.A. LOMAKINA, G.P. NAUMOV and Yu. P. MASLAKOVETS
A p-n Junction Photocell Made of Cadmium Telluride.
SOVIET PHYS. SOLID STATE, vol. 2, n° 1, july 1960, pp. 1-4.

42 Yu. A. VODAKOV, G.A. LOMAKINA, G.P. NAUMOV and Yu. P. MASLAKOVETS
Properties of p-n Junctions in Cadmium Telluride Photocells.
SOVIET PHYS. SOLID STATE, vol. 2, n° 1, july 1960, pp. 11-17.

43 G.B. DUBROVSKII

Quantum Efficiency of CdTe p-n Junctions in the Ultraviolet Part of the Spectrum.

SOVIET PHYS. SOLID STATE, vol. 2, n° 4, october 1960, p. 536.

44 B. GOLDSTEIN and L. PENSAK

High-Voltage Photovoltaic Effect.

J. APPL. PHYS., vol. 30, n° 2, february 1959, pp. 155-161.

45 S.G. ELLIS, F. HERMAN, E.F. LOEBNER, W.J. MERZ, G.W. STRUCK and J.G. WHITE

Photovoltages Larger than the Band Gap in ZnS Crystals.

PHYS. REV., vol. 109, n° 5, march 1958, p. 1860

46 H.G. GRIMMEISS and H. KOELMANS

p-n Luminescence and Photovoltaic Effects in GaP.

PHILIPS RES. REP., vol. 15, n° 3, june 1960, pp. 290-304.

Aspects économiques de la fabrication et de l'utilisation des cellules solaires

F. DESVIGNES et C. BEAUZÉE

LABORATOIRES D'ÉLECTRONIQUE
ET DE PHYSIQUE APPLIQUÉE

Sommaire

Après avoir défini une méthode de calcul des prix faisant intervenir les investissements, la main-d'œuvre et le coût de l'énergie primaire utilisée, on établit des formules qui permettent de calculer le prix de revient de l'énergie produite par une installation donnée. Les étapes du calcul et le prix final de l'énergie sont indiqués dans des tables numériques qui facilitent une comparaison entre différents systèmes de production d'énergie : centrales diverses et groupes électrogènes, génératrices éoliennes, piles électriques, cellules solaires.
On discute ensuite les problèmes économiques relatifs aux cellules solaires et on analyse les différents postes budgétaires qui interviennent dans l'établissement du prix de revient des cellules au silicium. On examine enfin les solutions technologiques qui devraient permettre de réduire notablement leur prix et d'étendre leur utilisation pour la conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique.



1. Introduction

Le choix des sources d'énergie qui seront utilisées en un lieu donné peut être considéré comme entièrement déterminé par des considérations de prix de revient et, accessoirement, de commodité. Nous entendons ici par « prix de revient » le prix de l'unité d'énergie fournie par un système de production, compte tenu de tous les frais (amortissement et intérêt du capital investi, entretien et réparations rentables, consommation éventuelle d'une énergie primaire) et compte tenu des conditions d'exploitation (facteur de charge, problème de stockage,...). Le terme « commodité » concerne des facteurs dont la valeur financière est difficile à estimer, mais qui font intervenir l'agrément de l'utilisation de l'énergie délivrée (propreté, sécurité, stabilité du potentiel, possibilités de transformation ultérieure avec un bon rendement,...).

L'étude de la situation économique des cellules solaires implique donc :

— une estimation préalable du prix de revient de l'énergie électrique fournie par divers procédés, avec lesquels on peut mettre en concurrence la conversion directe de l'énergie solaire par les cellules photovoltaïques;
— une estimation des prix actuels de l'énergie fournie par les cellules solaires, et un examen des possibilités de réduction de ces prix.

Il est évident qu'une telle étude est difficile à conduire avec précision, car les informations numériques dans ce domaine sont rares et celles que l'on possède doivent être utilisées avec circonspection pour plusieurs raisons :

a) Suivant les sources, certains prix sont des prix de revient bruts, c'est-à-dire qui tiennent compte uniquement des dépenses faites pour réaliser un produit; d'autres, au contraire, englobent des frais annexes n'entrant pas dans la production proprement dite (amortissement des études, réserves de sécurité,...); d'autres encore comprennent des taxes, marges bénéficiaires, etc.

b) Il est difficile de comparer les prix pratiqués dans deux pays différents car, dans certains cas, des subventions, destinées à stabiliser ou abaisser les prix de divers produits de première nécessité, donnent naissance à des différences relativement importantes entre les prix de revient réels et les prix connus des consommateurs. De plus, les cours de change, plus ou moins artificiels, ne permettent pas une traduction fidèle dans un seul système monétaire.

2. Mode de calcul des prix

Comme, dans ce genre d'études économiques, les résultats dépendent essentiellement des hypothèses, nous allons tout d'abord préciser le mode de calcul général utilisé, ce qui permettra au lecteur d'interpréter les résultats obtenus dans chaque cas, compte tenu des hypothèses qui seront indiquées au fur et à mesure des besoins.

La méthode utilisée est celle qui a été suggérée par G. Frick [1]; elle est applicable à toute opération ayant un caractère industriel, aussi bien la fabrication d'un produit que la production d'énergie. Toutefois, la production d'énergie étant un cas de fabrication très particulier, nous apporterons quelques modifications au procédé original de Frick.

Si l'on envisage une installation destinée à produire de l'énergie, on peut considérer que le budget de la production comporte trois postes :

1) *L'investissement*

Ce budget englobe le coût de l'installation proprement dite (achats, frais d'établissement), les frais de maintenance (nettoyage, entretien, réparations, assurance) et l'intérêt du capital investi.

2) *La main-d'œuvre*

Le fonctionnement de l'installation nécessite une intervention humaine plus ou moins permanente; nous placerons dans la rubrique « main-d'œuvre » les salaires versés au personnel et les frais associés (assurance, éclairage, chauffage, etc.).

3) *L'énergie primaire*

Dans la plupart des cas, l'installation ne constitue qu'un système assurant la transformation d'une énergie primaire (charbon, pétrole, etc.) en une énergie secondaire plus directement utilisable par l'homme. Nous classerons dans ce troisième poste le coût de l'énergie primaire à transformer.

Notations utilisées

- I : investissement total;
- P : puissance instantanée de l'installation;
- a : durée d'amortissement (temps au bout duquel on estime que l'installation a perdu toute valeur, c'est-à-dire qu'il n'est plus rentable de l'utiliser par suite de perte de rendement, de réparations excessives, etc.);
- i : taux d'intérêt bancaire (on admettra toujours 6 % par an);
- e : taux d'entretien : proportion de l'investissement I dépensée par unité de temps (on prendra 1 an) pour assurer l'entretien du matériel;
- t : « période normale » définie par la relation (1);
- θ : taux d'utilisation : fraction du temps pendant laquelle l'installation fonctionne à sa puissance instantanée P, ou son équivalent (en cas de fonctionnement à puissance réduite);
- S : prix de revient de l'unité de temps de travail de chaque employé;
- s : nombre d'employés occupés en permanence au service de l'installation [1];
- M : prix de l'unité d'énergie primaire;
- m : nombre d'unités d'énergie primaire consommée par unité d'énergie secondaire produite.

[1] *Ce nombre peut ne pas être entier : en effet, un ou plusieurs employés sont parfois occupés à d'autres tâches. Par exemple, si un entretien représente l'occupation d'un employé pendant 20 h par an, on aura* s = 0,01 *si cet employé travaille 2 000 h par an.*

Formules de prix de revient

Pendant la période a, le montant global des dépenses d'investissement s'élève à :

$$I + aiI + aeI = I\,(1 + ai + ae)\ ,$$

ou, par unité de temps (un an) et de puissance instantanée :

$$\frac{I}{P}\left(\frac{1}{a} + i + e\right) = \frac{I}{Pt}\ , \qquad (1)$$

avec :

$$t = \frac{1}{\frac{1}{a} + i + e}\ .$$

L'installation n'a fonctionné que pendant la fraction θ de la période considérée; donc, en ne tenant compte que des seuls frais d'investissement, le prix de revient de l'énergie produite est donné par la relation :

$$\frac{I}{Pt\theta}\ . \qquad (2)$$

La main-d'œuvre représente une dépense Ss par unité de temps, c'est-à-dire une dépense :

$$\frac{Ss}{P\theta} \qquad (3)$$

par unité d'énergie produite, $P\theta$ étant la puissance moyenne fournie par l'installation.

Enfin, l'énergie primaire coûte, par unité d'énergie produite :

$$Mm\ . \qquad (4)$$

Le prix total de l'énergie est donc la somme des termes (2), (3) et (4). Il est bien évident que, dans le cas où l'on devrait considérer séparément divers investissements (valeurs différentes de a, de e, par exemple) ou diverses catégories d'employés (valeurs de S), on pourrait toujours calculer séparément les valeurs des termes (2) et (3) correspondant à chacun de ces cas particuliers.

3. Prix actuels de l'énergie électrique

Le prix de l'énergie électrique dépend à la fois des puissances produites, de la répartition de la consommation dans le temps, et du lieu où l'énergie est consommée. Ce prix est minimal lorsqu'il s'agit de puissances élevées (par exemple supérieures au mégawatt), consommées régulièrement selon un programme favorable à une bonne utilisation du système de production, dans les régions pourvues de sources d'énergie primaire à bas prix, cette énergie pouvant être transformée dans des installations dont le coût par unité de puissance n'est pas trop élevé. L'ensemble de ces conditions est satisfait au mieux dans les pays très peuplés, à grand développement industriel, riches en ressources hydroélectriques ou en charbon.

Centrales diverses et groupes électrogènes

Dans la *Table* 1 (d'après Boutry, Beauzée, Desvignes et Frick [2]), on donne le calcul et la valeur des prix de l'énergie électrique fournie par les procédés conduisant aux prix les plus bas. Les deux premières lignes se rapportent aux systèmes de production des pays très industrialisés; dans les investissements, on tient compte du coût des lignes de transport et des systèmes de distribution (transformateurs) dont l'importance relative est particulièrement élevée dans le cas des installations hydroélectriques. Les quatre dernières lignes, au contraire, concernent les installations de petite puissance qui peuvent être intéressantes pour l'alimentation de communautés isolées; dans le calcul du prix d'investissement, nous avons négligé totalement le prix d'un éventuel réseau de distribution; il faut dire que, dans ces cas, le prix de l'énergie primaire étant très supérieur à la contribution de l'investissement dans le prix final, l'erreur résultant de cette omission est probablement faible. On a admis un facteur d'utilisation θ relativement élevé, mais, pour la raison que l'on vient d'indiquer, si θ n'atteignait que la moitié de la valeur indiquée, le prix de l'énergie ne serait augmenté que de 10 % environ. Par contre, le prix M de l'énergie primaire (gas-oil, essence) est important : si la valeur de M était doublée, le prix de l'énergie électrique serait presque doublé; les prix indiqués dans la *Table* 1 sont ceux pratiqués en Europe, en moyenne. On a négligé le coût de la main-d'œuvre.

D'après E.S. de Breuvery [3], le prix de l'énergie électrique distribuée dans les pays industrialisés varie de 0,004 à 0,010 $/kWh, soit de 0,02 à 0,05 NF/kWh, alors que dans les centres industriels des pays sous-développés il est compris entre 0,15

Table 1

Systèmes de production	$\frac{I}{P}$ (NF/kW)	$\frac{1}{a}$ (an^{-1})	i (an^{-1})	e (an^{-1})	$\frac{1}{t}$ (an^{-1})	θ (h/an)	$\frac{I}{Pt\theta}$ (NF/kWh)	M (NF/kg)	m (kg/kWh)	mM (NF/kWh)	*Total* (NF/kWh)
Centrale thermique ..	800	0,05	0,06	0,04	0,15	4 500	0,026	—	—	—	0,07
Centrale hydraulique.	2 000	0,02	0,06	0,04	0,12	4 500	0,034	—	—	—	0,07
Centrale nucléaire ...	2 000	0,07	0,06	0,04	0,17	—	—	—	—	—	—
Groupe diesel 30 kW	400	0,08	0,06	0,06	0,20	7 000	0,011	0,25	0,40	0,10	0,11
Groupe diesel 10 kW	740	0,08	0,06	0,06	0,20	7 000	0,021	0,25	0,40	0,10	0,12
Groupe essence 1,6 kW	1 700	0,08	0,06	0,06	0,20	7 000	0,05	0,50	1,13	0,56	0,61
Groupe essence 1 kW	1 800	0,09	0,06	0,06	0,21	7 000	0,05	0,50	1,30	0,65	0,70

et 0,40 NF/kWh. Ces chiffres sont en assez bon accord avec ceux de la *Table* 1.

Au fur et à mesure que l'on considère des régions dont la densité de population et l'industrialisation (les deux faits vont ensemble) sont plus faibles, la solution du problème de la fourniture d'énergie électrique évolue donc vers l'utilisation de centres de production de plus en plus petits, et de réseaux de distribution de plus en plus restreints, sans interconnexion, ce qui réduit le facteur d'utilisation θ et, par suite, augmente la part du prix due à l'investissement. Il en résulte, comme il fallait s'y attendre, une augmentation substantielle du prix de l'unité d'énergie.

TABLE 2. — ELECTRICITÉ ÉOLIENNE

Puissance moyenne	*Installations*	I (NF)	$\frac{I}{P}$ (NF/kW)	$\frac{1}{a}$ (an^{-1})	i (an^{-1})	e (an^{-1})	$\frac{1}{t}$ (an^{-1})	θ (h/an)	$\frac{I}{Pt\,\theta}$ (NF/kWh)	*Total* (NF/kWh)
20 W	gén. 200 W	2 000	10 000	0,10	0,06	0,05	0,21	800	2,6	4,1
	accus 4 kWh	920	4 600	0,10	0,06	0,10	0,26	800	1,5	
100 W	gén. 1 kW	7 000	7 000	0,10	0,06	0,05	0,21	800	1,8	3,3
	accus 20 kWh	4 600	4 600	0,10	0,06	0,10	0,26	800	1,5	
200 W	gén. 2 kW	10 000	5 000	0,10	0,06	0,05	0,21	800	1,2	2,7
	accus 40 kWh	9 200	4 600	0,10	0,06	0,10	0,26	800	1,5	
1 kW	gén. 10 kW	20 000	2 000	0,10	0,06	0,05	0,21	800	0,5	2,0
	accus 200 kWh	46 000	4 600	0,10	0,06	0,10	0,26	800	1,5	

Génératrices éoliennes

Lorsque les puissances moyennes envisagées sont peu élevées, quelques dizaines de watts par exemple, une solution, très utilisée, est apportée par les génératrices éoliennes.

Plus encore que l'énergie solaire, l'énergie éolienne nécessite l'emploi de dispositifs de stockage, des accumulateurs en l'occurrence.

L'estimation du prix de l'énergie électrique d'origine éolienne est difficile, car le régime des vents (distribution des vitesses dans le temps) est extrêmement variable d'une année à l'autre et dépend beaucoup du site choisi pour l'installation de la machine; d'autre part, l'investissement par unité de puissance nominale décroît beaucoup lorsque la puissance de la machine augmente : on peut estimer que le prix de la génératrice seule tombe de 5 000 à 1 000 NF/kW lorsque sa puissance passe de 0,2 à 50 kW, et que l'ensemble de l'installation (génératrice, mâts, lignes, systèmes de contrôle) revient à peu près au double de ces valeurs.

La *Table* 2 résume les éléments du calcul du prix de l'énergie éolienne. Chaque paire de lignes correspond à une certaine puissance nominale de la génératrice; la ligne supérieure concerne le prix de revient dû à la génératrice et à son équipement auxiliaire, la ligne inférieure le prix dû aux accumulateurs. On a estimé que la génératrice fournissait une puissance moyenne égale au dixième de sa puissance nominale ($\theta = 0,1 = 800$ h/an), compte tenu du rendement des accumulateurs, et que sa durée d'amortissement était de 10 ans. Dans l'estimation des accumulateurs, on a supposé que ceux-ci pouvaient restituer la consommation moyenne de 8 jours (200 h), ce qui ne nous paraît pas pessimiste

si l'on considère des installations effectuées dans des régions où le vent est irrégulier.
On a supposé l'emploi d'accumulateurs au plomb, du type semi-fixes : la *Table* 3, qui résume les propriétés spécifiques des accumulateurs actuellement sur le marché, montre en effet que c'est ce type d'accumulateurs qui conduit aux investissements les plus faibles par unité d'énergie totale stockée (0,23 NF/kWh : soit 1 000 cycles pour un investissement de 230 NF par unité de capacité en kWh; rendement énergétique élevé).
La *Table* 2 montre que, dans ces conditions, le prix de l'énergie électrique d'origine éolienne peut être de l'ordre de 2 à 4 NF/kWh.

Piles électriques

Pour de très petites puissances (quelques watts), on utilise couramment des piles « sèches ». Le seul modèle pratiquement en usage aujourd'hui est celui imaginé par LECLANCHÉ, utilisant le couple Zn-$ClNH_4$-C. A condition d'utiliser ces piles en décharge assez lente (plus de 40 h), leurs caractéristiques spécifiques dépendent peu de leur structure et du mode de dépolarisation. La *Table* 4 résume les propriétés essentielles de ces piles, supposées en bon état de conservation (moins de 18 mois, en général, sous des climats tempérés); elle a été établie pour des éléments de capacité supérieure à 5 Ah.

Cellules solaires

Dans le cas des cellules solaires utilisant l'effet photovoltaïque, on possède actuellement des informations suffisantes pour pouvoir estimer le prix de l'unité d'énergie électrique.
En France, on admet aujourd'hui que le prix de revient d'une batterie solaire par unité de puissance nominale, pour un éclairement de 1 $kW \cdot m^{-2}$, est de l'ordre de $4 \cdot 10^5$ NF/kW.
Le problème du stockage de l'électricité fournie est important, surtout dans les pays à forte nébulosité. La *Table* 5 résume les résultats de calculs faits à partir des informations météorologiques recueillies dans la région parisienne ([4], *Table* 1) pour déterminer la capacité de stockage des accumulateurs économiquement la plus favorable. Dans ces calculs, on a supposé que la durée d'amortissement de l'équipement est 10 ans, le taux d'intérêt 6 % par an, le taux d'entretien 4 % par an pour les cellules, et 10 % pour les accumulateurs. On a choisi des accumulateurs au plomb, car leur entretien relativement onéreux est largement compensé par leur bon rendement énergétique (*Table* 3). Cette *Table* 5 montre que, dans ce cas particulier au moins, il y a intérêt à réduire le plus possible l'importance du « budget cellules », et que, dans les conditions actuelles, le prix de l'énergie électrique « solaire » ne pourrait guère descendre au-dessous de 1 500 NF par kWh.

TABLE 3

ACCUMULATEURS

Couples	PbO_2 SO_4H_2 Pb	Cd KOH Ni	Ag KOH Zn
Volume (dm^3/kWh)...	15	20	8
Poids (kg/kWh)...	38	45	10
Prix (NF/kWh)...	230	2 000	3 000
Nombre de cycles....	1 000	2 000	40
Rendement	0,80	0,55	—

TABLE 4

PILES ÉLECTRIQUES

Zn-$ClNH_4$-C

Volume spécifique	dm^3/kWh	6,7
Poids spécifique	kg/kWh	8,8
Prix spécifique .... (Prix de gros, hors taxes)	NF/kWh	35

La *Table* 6 montre l'influence des conditions météorologiques (et géographiques) sur la composition de l'installation et, par suite, sur le prix de l'unité d'énergie. On voit que, dans les conditions les plus favorables (climats tropicaux à faible nébulosité), et compte tenu des prix actuels, le coût du kilowattheure peut être de l'ordre de 100 à 200 NF.

La comparaison directe des *Tables* 1, 2, 4 et 6 est donc défavorable aux cellules solaires. On doit cependant considérer les propriétés particulières à chaque mode de production, propriétés qui peuvent, dans certains cas, apporter des arguments favorables à l'emploi de tel mode de production.

Les cellules solaires présentent comme avantage essentiel de ne comporter aucun organe en mouvement ou à haute température; ce sont par conséquent des dispositifs ayant une grande sécurité de fonctionnement. Si on leur associe des accumulateurs assez largement dimensionnés (puisque leur contribution relative au prix de l'énergie est faible, cela n'est pas un inconvénient), nécessitant peu d'entretien (Cd - Ni), on peut obtenir des systèmes de production n'exigeant pratiquement pas de surveillance. Cette propriété est précieuse dans certains cas, celui des satellites artificiels notamment. Elle a fait également préférer l'ensemble cellules-accumulateurs chaque fois qu'il s'agit d'alimenter de manière continue ou quasi-continue des systèmes isolés, peu accessibles, consommant de petites puissances.

Dans ce cas, en effet, la pose d'une ligne électrique ou le remplacement relativement fréquent des piles électriques augmente considérablement les frais d'investissement ou de maintenance. Ces points ont été signalés par Wolf [6] et Kobayashi [7, 8]. D'après Wolf, et en tenant compte des prix actuels aux Etats-Unis, l'installation solaire est plus économique que les piles dès que l'on estime que l'équipement peut être amorti, en plus de 15 ans environ ($1/a \simeq 0{,}06$) ; elle demeure encore compétitive lorsque l'amortissement se fait en 10 ans si l'employé chargé du remplacement des piles a son poste normal situé à plus de 20 km du lieu de l'installation. Toujours d'après Wolf, la *Table* 7 donne la longueur maximale rentable d'une ligne électrique, par rapport à une installation solaire, suivant la durée de l'amortissement et la puissance moyenne exigée.

Pour cette estimation, Wolf a admis les prix suivants : pour la ligne électrique 6 000 $/km

Table 5

Electricité produite par des cellules photovoltaiques : influence de la capacité des accumulateurs.

(Installation située dans la région parisienne et débitant une puissance moyenne $P\,\theta = 1$ watt)

Durée de stockage des accus (jours)	*Puissance nominale* P *des unités*		$\frac{I}{P\theta}$ (NF/W)	$\frac{1}{a}$ (an⁻¹)	i (an⁻¹)	e (an⁻¹)	$\frac{1}{t}$ (an⁻¹)	θ (h/an)	$\frac{I}{Pt\,\theta}$ (NF/Wh)	*Total* (NF/Wh)
5	gén.	1 000 W	$4 \cdot 10^5$	0,10	0,06	0,04	0,20	8,8	22,8	22,9
	accus	400 Wh	$8 \cdot 10^2$	0,10	0,06	0,10	0,26	8,8	0,06	
7	gén.	380 W	$1{,}5 \cdot 10^5$	0,10	0,06	0,04	0,20	23	8,6	8,7
	accus	800 Wh	$1{,}6 \cdot 10^3$	0,10	0,06	0,10	0,26	23	0,12	
10	gén.	130 W	$5 \cdot 10^4$	0,10	0,06	0,04	0,20	68	2,9	3,1
	accus	1 200 Wh	$2{,}4 \cdot 10^3$	0,10	0,06	0,10	0,26	68	0,16	
15	gén.	100 W	$3{,}8 \cdot 10^4$	0,10	0,06	0,04	0,20	88	2,15	2,4
	accus	1 500 Wh	$3{,}0 \cdot 10^3$	0,10	0,06	0,10	0,26	88	0,22	
20	gén.	65 W	$2{,}5 \cdot 10^4$	0,10	0,06	0,04	0,20	136	1,40	1,6
	accus	1 600 Wh	$3{,}2 \cdot 10^3$	0,10	0,06	0,10	0,26	136	0,23	
30	gén.	50 W	$2{,}0 \cdot 10^4$	0,10	0,06	0,04	0,20	175	1,14	1,4
	accus	1 700 Wh	$3{,}4 \cdot 10^3$	0,10	0,06	0,10	0,26	175	0,24	

Table 6

Electricité produite par des cellules photovoltaïques : influence des conditions géographiques et météorologiques

(Installation débitant une puissance moyenne P θ = 1 watt)

Région	*Puissance nominale* P *des unités*	$\frac{1}{P\theta}$ (NF/W)	$\frac{1}{t}$ (an⁻¹)	θ ** (h/an)	$\frac{1}{Pt\theta}$ (NF/Wh)	*Total* (NF/Wh)
Paris	gén. 50 W	$2{,}0 \cdot 10^4$	0,20	176	1,14	1,37
	accus 1 700 Wh	$3{,}4 \cdot 10^3$	0,26	176	0,25	
Ouargla *	gén. 8 W	$3{,}2 \cdot 10^3$	0,20	1 100	0,18	0,20
	accus 100 Wh	$2{,}0 \cdot 10^2$	0,26	1 100	0,015	
Pampa	gén. 4 W	$1{,}6 \cdot 10^3$	0,20	2 200	0,09	0,09
Chili ***	accus 15 Wh	$3{,}0 \cdot 10^1$	0,26	2 200	0,002	

* *Pour cet exemple, on a supposé que l'ensoleillement est d'environ 3 500 h/an, on a tenu compte de la durée des jours en hiver, et on a admis qu'il pouvait y avoir trois jours consécutifs pratiquement sans soleil.*
** *Dans cette Table, comme dans la précédente, le rapport entre la puissance moyenne et la puissance nominale de la batterie solaire tient compte également du rendement des accumulateurs, supposé ici égal à 0,8 ; par conséquent, la valeur* θ *donnée dans cette colonne est en réalité le produit de ce rendement par la valeur du facteur d'utilisation : ce dernier est donc 1,25 fois la valeur donnée dans cette colonne. Dans les pays à fort ensoleillement, la valeur de* θ, *calculée ici pour des cellules solaires fixes, pourrait être multipliée par un facteur voisin de* π/2 *si les cellules étaient montées sur un châssis orientable dont la surface est toujours perpendiculaire aux rayons solaires.*
*** *Informations relatives à l'ensoleillement extraites de* [5].

(30 000 NF/km), pour les piles 25 $/kWh (125 NF par kWh) et, enfin, pour la batterie solaire 250 $/W (1 300 NF/W).

En France, le même type de ligne électrique coûte 10 000 NF/km; si l'on compare les prix américains aux prix français, on voit que les premiers sont sensiblement plus élevés (au cours du change), mais que les proportions sont conservées, c'est-à-dire que les conclusions de Wolf, telles qu'elles ont été exprimées ci-dessus, demeurent valables en France.

Au Japon, d'après Kobayashi [8], le prix de revient de la ligne électrique est 5 à $7 \cdot 10^3$ $/km, alors que l'installation utilisant des cellules solaires ne coûte en tout que 130 $/W (650 NF/W); cet auteur estime que, pour des puissances inférieures à 50 W, l'installation solaire est plus avantageuse que la ligne électrique dès que celle-ci doit avoir plus de 1 km de long.
Cette conclusion s'est concrétisée au Japon par l'établissement d'un certain nombre de répéteurs VHF (60 et 150 MHz) et de balises optiques utilisant des batteries solaires de 3 à 70 watts. Six répéteurs et huit balises étaient en service à la fin de 1960. D'après Kobayashi, leur entretien ne nécessiterait que deux visites par an.

Table 7

Longueur maximale rentable d'une ligne électrique (monophasé) par rapport a une installation « cellules solaires - accumulateurs » (d'après Wolf [6])

Puissance moyenne (watts)	*Longueur de la ligne* (km)	
	Amortissement 10 ans	Amortissement 20 ans
1	0,4	0,25
10	4	2,5
100	42	25
1 000	480	480

La *Table* 8 donne le bilan financier des trois types d'installations que nous voulons comparer : cellules solaires, lignes électriques et piles. Elle permet de voir comment se répartissent les différentes dépenses qui interviennent dans le prix total de l'énergie produite. Afin de donner une idée exacte de cette *répartition relative*, on a choisi des hypothèses (longueur des lignes, ensoleillement) telles que le prix total de l'énergie soit approximativement le même dans les trois cas. Les principaux paramètres qui peuvent, en pratique, modifier les valeurs relatives des prix sont :

— dans le cas des cellules solaires : l'ensoleillement (voir *Table* 6);

— dans le cas de la ligne électrique : sa longueur;

— dans le cas des piles électriques : les conditions de conservation (climat) qui influent sur la fréquence des remplacements, donc sur les frais de main-d'œuvre et de transport.

Table 8

Prix de revient de l'unité d'énergie pour une installation fournissant une puissance moyenne $P\theta$ de 10 watts.

Hypothèses :

— Cellules solaires : pays ensoleillé (exemple « Ouargla », *Table* 6) ; accus CdNi ; 2 visites = 20 h/an ;
— Ligne électrique : distance au lieu alimenté le plus proche 3,5 km ; inspection, réparations = 20 h/an ;
— Piles électriques : remplacement des piles, 6 visites = 60 h/an ;
— Amortissement en 20 ans ;
— Chaque visite d'entretien ou de remplacement représente une journée de travail, compte tenu du transport.

Procédé	*Equipement*	I (NF)	$\frac{I}{P}$ (NF/W)	$\frac{1}{a}$ (an^{-1})	i (an^{-1})	$\frac{1}{t}$ (an^{-1})	θ (h/an)	$\frac{I}{Pt\theta}$ (NF/kWh)	S (NF/h)	s (h/an)	$\frac{Ss}{P\theta}$ (NF/kWh)	Mm (NF/kWh)	*Total* (NF/kWh)
Cellules	Cellules 80 W	$3{,}2 \cdot 10^4$	$4 \cdot 10^2$	0,05	0,06	0,11	1 100	40	10	20	10	—	52,5
	Accus 1 kWh	$2{,}0 \cdot 10^3$	$2{,}5 \cdot 10^1$	0,05	0,06	0,11	1 100	2,5					
Ligne	Ligne 3,5 km	$3{,}5 \cdot 10^4$	$3{,}5 \cdot 10^3$	0,05	0,06	0,11	8 800	44	10	20	10	0,1	54
Piles	Châssis	10^3	10^2	0,05	0,06	0,11	8 800	1,2	10	60	30	35	66

Les valeurs indiquées dans la *Table* 8 conduisent aux conclusions suivantes :

1) Pour l'installation d'*équipements de longue durée*, l'utilisation d'ensembles « cellules solaires-accus » est compétitive avec l'emploi de piles; cette conclusion est d'autant plus favorable aux cellules solaires que les puissances mises en jeu sont plus petites : les frais d'entretien dépendant peu de la puissance de l'installation, leur importance relative devient très grande avec les piles.

2) Lorsqu'on envisage l'installation de *systèmes de faible puissance*, éloignés des lignes de transport électrique, l'investissement correspondant à la ligne devient supérieur à celui de l'équipement solaire dès que le rapport distance/puissance moyenne dépasse 0,1 km/W, environ.

4. Problèmes économiques relatifs aux cellules solaires

L'éventuelle extension des débouchés « terrestres » des cellules solaires photovoltaïques est essentiellement déterminée par le prix de revient de l'énergie; cela revient à dire que, si l'on ne considère que les lieux du globe les plus favorisés par l'ensoleillement, les facteurs qui interviennent sont :

— le prix par unité d'aire;
— le rendement;
— la longévité.

Le prix par unité d'aire dépend non seulement des cellules elles-mêmes, mais aussi du sol occupé et de l'infrastructure nécessaire à leur bonne utilisation (refroidissement, orientation); pour une puissance électrique donnée, la part des frais correspondants est d'autant plus élevée que le rendement est plus bas : pour être intéressant, le prix des cellules par unité de puissance doit donc décroître si le rendement diminue; la relation entre ces deux termes ne peut pas encore être précisée ici, car elle dépend beaucoup des cas d'espèce (prix de l'infrastructure, puissances mises en jeu, conditions climatiques). Dans la situation actuelle, il est probable que les frais d'infrastructure sont relativement faibles, mais il ne faut pas oublier que, si le prix des cellules par unité de puissance diminue beaucoup, l'importance relative de ces frais risque de cesser d'être négligeable.
En ce qui concerne les cellules solaires, tout au moins les cellules au silicium, il semble que la durée de vie naturelle, dans les conditions normales d'emploi, puisse être largement supérieure à 10 ans, valeur admise dans les *Tables* 5 et 6. Mais il n'est pas certain qu'il n'en soit de même pour d'autres matériaux également prometteurs quant au prix de l'unité de puissance (CdS notamment) : des expériences restent à faire dans ce domaine. De toute manière, pour des durées d'amortissement sensiblement supérieures à 10 ans, la « période normale » t ne saurait guère dépasser 7 ans et, par conséquent, on doit considérer que le temps t θ sur lequel on doit répartir l'investissement I ne dépassera guère 30 000 heures d'éclairement solaire. Cela signifie que, pour parvenir à produire de l'électricité au moyen de cellules solaires au même prix que celui indiqué dans la *Table* 2 pour les génératrices éoliennes, il faudrait arriver à une contribution, pour les cellules seules, de l'ordre de 2 NF/kWh, c'est-à-dire à un investissement inférieur à 60 NF/W.

Si, d'une usine à l'autre, les procédés de réalisation actuels des cellules solaires au silicium peuvent être sensiblement différents et, par suite, peuvent conduire à des prix de revient du watt assez variables, dans un rapport de 1 à 3 par exemple, il n'en demeure pas moins que les grandes lignes de la technologie ont de nombreux points communs :

1) utilisation d'un silicium de qualité inférieure à celle exigée par la technologie des transistors, et assez fortement dopé;
2) réalisation de monocristaux;
3) taille de lames circulaires dans ces monocristaux;
4) décapage;
5) diffusion d'impureté (donneur ou accepteur);
6) prise des contacts et soudage des électrodes;
7) mesures;
8) encapsulation.

Dans ce qui suit, nous considérerons seulement trois postes budgétaires :

— la matière première (1) pour laquelle la question du prix de revient se ramène à un problème de technologie chimique;
— la métallurgie (2 et 3);
— la « sensibilisation » (4 à 8) qui est du ressort de l'industrie des « semiconducteurs ».

Ce découpage est justifié par le fait que ce sont trois postes à peu près indépendants, c'est-à-dire que les progrès réalisés dans l'un de ces postes risquent peu de bouleverser les deux autres. En fait, cela n'est vrai que dans la mesure où l'on n'envisage que de petites modifications dans la structure géométrique des cellules; nous reviendrons plus tard sur ce point.
Avec les technologies actuelles, on peut dire que les contributions des trois postes sont du même ordre de grandeur, ce qui signifie qu'une diminution relativement importante du prix ne peut être obtenue qu'à condition de réduire les prix de revient dans les trois domaines. Le facteur de réduction souhaité étant considérable (plus de 10), on peut se demander s'il est physiquement réalisable. A cet effet, plusieurs établissements ont effectué des recherches, notamment pour déterminer l'influence des imperfections de la matière première sur le rendement.

On sait réaliser des cellules dont le rendement atteint 8 % avec du silicium dans lequel la durée de vie, au départ, n'est pas supérieure à 1 μs, ce qui permet de tolérer une certaine concentration d'imperfections pouvant jouer le rôle de centres de recombinaison. D'autre part, si la résistivité du matériau

initial est relativement faible, on peut accepter une concentration résiduelle initiale de donneurs ou d'accepteurs (bore notamment) relativement élevée (0,1 $\Omega \cdot$ cm = 2 à $5 \cdot 10^{17}$ cm^{-3} ou 0,001 % environ). Si l'on tolère des durées de vie faibles (1 µs), donc des rendements pas très élevés, l'épaisseur de la couche de silicium strictement nécessaire à la bonne utilisation des photons solaires n'est que de 0,1 mm environ [9], ce qui permettrait de n'utiliser que 242 g de silicium par mètre carré de cellules, soit une quantité de l'ordre de 5 g de silicium par watt de puissance instantanée. Dans l'état actuel des connaissances technologiques, on utilise en général du silicium valant 1 500 NF/kg, qui permet d'obtenir des rendements de l'ordre de 10 %; on n'a guère intérêt à économiser sur ce poste, car la baisse de rendement qui en résulterait conduirait à une augmentation du prix de l'unité de puissance : en effet, dans les deux autres postes budgétaires, le prix par unité d'aire ne serait pas réduit et, même si l'économie réalisée sur le silicium était relativement grande, la réduction du prix des cellules par unité de surface ne serait que relativement petite.

Pour aborder le problème de la métallurgie, il est nécessaire de savoir tout d'abord si l'utilisation de monocristaux est obligatoire. On peut prévoir que l'emploi de matériaux polycristallins conduit à une dégradation des caractéristiques qui se manifeste d'abord par une forte diminution de la tension inverse maximale (ce qui est sans inconvénient ici) et par une augmentation de la densité du courant direct. A densité de courant photoélectrique égale, ce dernier fait conduit à une perte de rendement. De plus, une structure polycristalline est favorable à la diffusion d'imperfections, donc à la réduction de la durée de vie et, par suite, du courant photoélectrique. L'expérience [2, 9, 10] prouve qu'avec des matières premières de bonne qualité, l'influence de la structure cristalline ne commence à être appréciable que lorsque la valeur moyenne de la plus petite dimension des éléments cristallins est inférieure au millimètre. Cette constatation ouvre de nouvelles perspectives sur les procédés de « métallurgie » utilisables.

Les techniques actuelles de tirage (vitesse axiale de l'ordre de 2 à 3 mm par minute), qui permettent d'obtenir des cristaux cylindriques de 20 à 40 mm de diamètre, sont extrêmement onéreuses : non seulement les procédés employés sont coûteux, mais les opérations mécaniques ultérieures (sciage, découpage) entraînent une perte importante de matière première et conduisent à des prix de revient élevés. La réalisation de lames polycristallines relativement minces de silicium pur présente donc, pour cette application, une importance considérable; mais les propriétés mécaniques et chimiques du silicium sont particulièrement décourageantes, quelle que soit la température à laquelle on envisage de travailler.

L'examen de l'aspect économique du problème montre que, si l'on veut ramener le coût de l'opération au dixième du prix actuel, avec les investissements, la quantité de main-d'œuvre et la consommation d'énergie correspondant aux équipements de tirage des cristaux, il faudrait que la vitesse de production soit décuplée, c'est-à-dire que le temps nécessaire à la production des lames de silicium pour 1 dm² de cellules ne soit que 20 à 60 secondes; dans le calcul du dernier de ces chiffres, on tient compte du temps total nécessaire à la mise en forme des lames, c'est-à-dire qu'on y inclut le temps de découpage dans le cas de la cristallisation de pièces dont les trois dimensions sont grandes. Des temps beaucoup plus longs seraient acceptables avec des procédés ne nécessitant que de petits investissements, une faible consommation d'énergie, et surtout un entretien et une surveillance très réduits. Par ailleurs, les exigences relatives aux dimensions des éléments cristallins de la matière imposent en pratique des vitesses de croissance assez lentes, peu compatibles avec les exigences financières mentionnées ci-dessus.

Ce problème est donc particulièrement difficile ; des tentatives ont été faites dans diverses voies :

— fusion sur des supports non mouillés par le silicium liquide, et réagissant peu avec lui [11] ;
— fusion d'une couche mince de silicium (*Laboratoires d'Electronique et de Physique Appliquée*) ;
— dissociation pyrolytique (2) de certains composés au contact de la magnésie [10] ;
— laminage de blocs de silicium entre deux feuilles de molybdène [10].

En général, les résultats ont été décevants, les matériaux obtenus ne permettant de faire que des cellules dont le rendement est nul ou très faible. Notre expérience de certaines de ces solutions semble indiquer que ces insuccès peuvent être provoqués par les nombreuses imperfections cristallines (tensions mécaniques dans les petits éléments cristallins, dislocations, ...) et chimiques introduites par les technologies et les matériaux auxiliaires. Une conclusion générale de la plupart des expérimentateurs ayant travaillé sur ce sujet est que l'échelle à laquelle sont conduites ces expériences est loin d'être indifférente et que, pour bien mener de telles recherches, il serait souvent nécessaire d'utiliser de gros moyens, sans certitude de succès.

Le troisième poste, relatif à la sensibilisation, concerne les opérations chimiques ou physico-chimiques

(2) *Décomposition chimique obtenue par chauffage.*

permettant de réaliser les cellules à partir des lames de silicium. Cette technologie est caractérisée par un nombre relativement important d'opérations simples, peu onéreuses a priori. Des économies peuvent être faites dans ce domaine en choisissant des techniques permettant :

— une mécanisation poussée des opérations (réduction de la main-d'œuvre au profit d'investissements souvent beaucoup moins onéreux et plus sûrs) [12],
— la réalisation de cellules de grande superficie, permettant de réduire le nombre de manipulations nécessaires à la fabrication d'une batterie de puissance unitaire.

Ce dernier point implique, comme on a pu le voir dans les articles précédents, l'utilisation de grilles de contacts sur la face antérieure des cellules ; il implique également l'emploi de lames étendues et, par suite, suppose que certains progrès ont été réalisés dans la « métallurgie » du silicium.
Dans l'état actuel de nos connaissances, on peut essayer de prévoir une limite inférieure du prix par unité de puissance, au-dessous de laquelle il sera impossible de descendre. Dans une étude consacrée à ce problème, Boutry, Beauzée, Desvignes et Frick [2] ont tenté d'étudier l'influence de la qualité de la matière première (donc aussi de son prix) et du degré de mécanisation de la fabrication (métallurgie et sensibilisation) sur le prix de revient des cellules au silicium. A condition d'accepter des rendements énergétiques relativement faibles (6 %) et des cadences de production élevées (1 m^2 de cellules par heure), on arrive à une estimation de 7 NF/W pour les prix de fabrication. Si l'on fait intervenir les frais annexes (études, vente,...) qui n'ont pas été inclus dans ce calcul, le prix obtenu peut être doublé. Mais, si l'on tient compte du fait que dans les pays à fort ensoleillement le coefficient d'utilisation θ est beaucoup plus élevé pour les cellules solaires que pour les génératrices éoliennes, on peut estimer que le bilan est finalement favorable aux cellules solaires dans cette comparaison.
Dans ce qui précède, nous n'avons considéré que le silicium, parce qu'on connaît assez bien ses possibilités techniques et les problèmes que pose son utilisation. Mais il existe d'autres matériaux, tels que le sulfure de cadmium par exemple, dont les propriétés peuvent être très séduisantes, sur le plan technologique notamment. Les connaissances actuelles sur ces matériaux sont encore beaucoup trop sommaires pour qu'on puisse faire des prévisions valables sur leur intérêt économique, mais il est hors de doute qu'il existe là des possibilités de solutions aux problèmes abordés dans cet article (voir [15]).
Enfin, nous n'avons examiné dans cet exposé que la réalisation de cellules à partir de lames relativement minces et étendues de semiconducteur ; d'autres géométries peuvent être envisagées : une solution consistant à utiliser des perles de silicium, recouvertes d'une couche diffusée et enrobées dans une feuille de plastique conducteur, a été essayée et a donné des résultats techniques encourageants [14].

Remerciements.

Nous avons le plaisir d'exprimer ici notre reconnaissance à Monsieur le Professeur Boutry qui nous a encouragés à examiner dans le détail ces problèmes économiques qui conditionnent l'avenir industriel des cellules solaires, et avec qui nous avons eu de stimulantes discussions. Nous tenons également à signaler la contribution importante de Monsieur le Professeur Frick dans l'étude qui a conduit à cette publication.

Bibliographie

1 G. FRICK
Communication privée.

2 G.-A BOUTRY, C. BEAUZEE, F. DESVIGNES et G. FRICK
Conversion de l'énergie solaire par effet photovoltaïque.
CONFÉRENCE DES NATIONS UNIES SUR LES SOURCES NOUVELLES D'ÉNERGIE, Rome, 21-31 août 1961.

3 E.S. de BREUVERY
Les sources nouvelles d'énergie dans le cadre du développement énergétique.
CONFÉRENCE DES NATIONS UNIES SUR LES SOURCES NOUVELLES D'ÉNERGIE, Rome 21-31 août 1961, Rapport Général, E/Conf.35/GR/1 (Gen).

4 C. BEAUZEE
Etude expérimentale des cellules solaires au silicium.
ACTA ELECTRONICA, vol. 5, n° 3, juillet 1961, pp. 305-329.

5 G. FRICK et F. DESVIGNES
Mesures solarimétriques effectuées dans le nord du Chili.
ACTA ELECTRONICA, vol. 3, n° 2, avril 1959, pp. 155-166.

6 M. WOLF
Developments in Photovoltaic Solar Energy Conversion for Earth Surface Applications.
UNITED NATIONS CONFERENCE ON NEW SOURCES OF ENERGY, Rome, august 21-31, 1961, E/Conf.35/S/44.

7 M. KOBAYASHI, Y. ISHIKAWA and K. HAYASHI
Solar Batteries for Use as the Power Source of Unattended VHF repeaters.
PROC. INSTN. ELECTR. ENGRS., vol. 106, part B, suppl. 16, mai 1959, pp. 726-730.

8 M. KOBAYASHI
Utilization of Silicon Solar Batteries.
UNITED NATIONS CONFERENCE ON NEW SOURCES OF ENERGY, Rome, august 21-31, 1961, E/Conf.35/S/11.

9 J.L. ELLIOTT, V.F. MEIKLEHAM and C.L. KOLBE
Large Area Solar Cells.
Progress in Astronautics and Rocketry, vol. 3 : Energy Conversion for Space Power, pp. 263-273, ED. ACADEMIC PRESS, New York, 1961.

10 A. Ya GLIBERMAN, A.K. ZAITSEVA and A.P. LANDSMAN
Photoelectric Converter Made of Polycrystalline Silicon.
SOVIET PHYSICS, SOLID STATE, vol. 2, n° 8, février 1961, pp. 1583-1586.

11 W.R. GRACE
Contrat ARPA n° DA 36.039 SC 85.242 du 31.8.1959 de l'U.S. ARMY SIGNAL RESEARCH AND DEVELOPMENT LABORATORY, Fort Monmouth, N.J.

12 G. FRICK
Communication privée.

13 P. RAPPAPORT and H.I. MOSS
Low-Cost Photovoltaic Conversion of Solar Energy.
UNITED NATIONS CONFERENCE ON NEW SOURCES OF ENERGY, Rome, august 21-31, 1961, S/106.

14 M.B. PRINCE
Latest Developments in the Field of Photovoltaic Conversion of Solar Energy.
UNITED NATIONS CONFERENCE ON NEW SOURCES OF ENERGY, Rome, august 21-31, 1961, E/Conf.35/S/65.

15 P. RAPPAPORT and J.J. WYSOCKI
The Photovoltaic Effect in GaAs, CdS and Other Compound Semiconductors.
ACTA ELECTRONICA, vol. 5, n° 3, juillet 1961, pp. 364-378.



ABSTRACTS

DIRECT CONVERSION OF SOLAR ENERGY INTO ELECTRICAL ENERGY

DIRECT CONVERSION OF SOLAR ENERGY INTO ELECTRICAL ENERGY - THE OPERATING AND OUTPUT OF SOLAR PHOTOVOLTAIC CELLS, by F. DESVIGNES, Laboratoires d'Electronique et de Physique Appliquée, Paris. *Acta Electronica, vol.* 5, *n°* 3, 1961, *pp.* 275-304.

æ

The economical problems raised by the utilization of solar energy are mentioned and the case of direct conversion of solar energy into electrical energy is considered.

The essential properties of p-n junctions having been recalled, the working principle of photovoltaic cells is investigated : it is shown that the creation of « electron-hole » pairs resulting of the absorption of incident photons is conditioned by the energy gap of the semiconductor. This leads to a study of the efficiency of the collection of minority carriers and its variations according to the depth at which the liberation of pairs and of the photon energy takes place.

The output of a junction is then defined ; the optimum conditions of operation of a cell are worked out and the output losses due to the series-resistor (resistance of the contacts and semiconductor resistance scattered in the n and p regions) are reckoned. The computations reported are applied to the case of a silicon solar cell, leading to a comparison between the theoretical and experimental results.

To conclude, various possible trends of research which might possibly improve the characteristics of the cells are pointed out.

EXPERIMENTAL STUDY OF SILICON SOLAR CELLS, by C. BEAUZÉE, Laboratoires d'Electronique et de Physique Appliquée, Paris. *Acta Electronica, vol.* 5, *n°* 3, 1961, *pp.* 305-329.

æ

While first recalling the principle on which silicon photovoltaic cells operate, the concept of efficiency is defined, and also the theoretical current versus voltage curves. Then are described the methods of measurement used to ascertain the characteristics of solar cells developed by two different processes of impurity-diffusion, analyzing more especially their electrical properties (series resistance) and photoelectric properties (quantum efficiency). In the second part are considered the working conditions of solar batteries when used as energy converters : how the geographical site and the climatological conditions exert an influence on the incident energy, thus determining the optimum conditions for the use of a solar battery.

APPLICATIONS OF SILICON SOLAR CELLS FOR SPACE AND TERRESTRIAL USE, by M.B. PRINCE, Hoffman Electronics Corporation, Semiconductor Division, El Monte, California. *Acta Electronica, vol.* 5, *n°* 3, 1961, *pp.* 330-340.

æ

A review is given of the improvements made on silicon solar cells during the last two years. These include the reduction of series resistance by means of grids, better spectral response by means of better diffusions, and newer geometries that allow for higher usage of surfaces. Space applications of solar cells require outer space conditions for testing. Special spectral testing conditions are described and the temperature control problem is discussed. Several typical terrestrial applications of uses for solar cells are described. Finally, the future of the silicon solar cell is forecasted.



ZUSAMMENFASSUNGEN

DIE DIREKTE UMWANDLUNG DER SONNENENERGIE IN ELEKTRISCHEN STROM

DIE DIREKTE UMWANDLUNG DER SONNENENERGIE IN ELEKTRISCHEN STROM - ARBEITSWEISE UND WIRKUNGSGRAD DER PHOTO-VOLTAISCHEN SONNENZELLEN, von F. DESVIGNES Laboratoires d'Electronique et de Physique Appliquée, Paris. *Acta Electronica, B.* 5, *H.* 3, 1961, *S.* 275-304.

æ

Es werden die wirtschaftlichen Probleme betreffs des Einsatzes der Sonnenenergie untersucht, insbesondere im Falle der direkten Umwandlung dieser Energie in elektrischen Strom.

Nach einer kurzen Erwähnung der wichtigsten Eigenschaften der p-n Übergänge wird die Arbeitsweise der Fotoelemente untersucht : Man zeigt, dass die Bildung von Elektronen-Lochpaaren, welche durch Absorption der einfallenden Photonen bewirkt wird, von dem Energiesprung des Halbleiters bestimmt wird und man untersucht die Wirksamkeit der Aufsaugung der Minderheitsträger in Abhängigkeit der Eindringtiefe der Photonen, welche die Paare auslösen, sowie in Abhängigkeit der Energie der Photonen.

Man gibt dann die Definition des Wirkungsgrades eines Uebergangs und bestimmt die optimalen Arbeitsbedingungen des Fotoelements und gibt schliesslich eine Abschätzung der Herabsetzung des Wirkungsgrades, welche von dem Reihenwiderstand bestimmt wird (Widerstand der Kontakte und verteilter Widerstand des Halbleiters in den n- und p-Gebieten). Die verschiedenen mathematischen Ansätze, die in diesem Aufsatz gebracht werden, werden dann an den Fall einer Silizium-Sonnenzelle angewendet, bei der man die theoretischen Ergebnisse mit den Versuchsergebnissen vergleicht.

Es wird dann die Richtung angedeutet, in welcher die Forschungen geführt werden müssen, um die Leistungen der Zellen zu verbessern.

EXPERIMENTELLE UNTERSUCHUNG DER SILIZIUM-SONNENELEMENTE, von C. BEAUZÉE, Laboratoires d'Electronique et de Physique Appliquée, Paris. *Acta Electronica, B.* 5, *H.* 3, *S.* 305-329.

æ

Es wird hier zunächst die grundsätzliche Arbeitsweise der Silizium-Fotozellen erwähnt, imdes wird der Begriff des Wirkungsgrades und die theoretische Form der Strom Spannungskurven angeführt. Dann werden kurz die Messverfahren beschrieben, welche zur Bestimmung der technischen Daten der Sonnenzellen, verwendet werden welche durch zwei verschiedene Diffusionsverfahren für die Verunreinigung hergestellt werden. Es werden insbesondere die elektrischen Daten (Reihenwiderstand) und die fotoelektrischen Daten (quantische Ausbeute) der Zellen untersucht. Der zweite Teil des Aufsatzes wird den Verwendungsbedingungen der Sonnenbatterie als Energiewandler gewidmet. Es wird der Einfluss der geographischen Lage und der Klimabedingungen auf die Empfangsenergie untersucht und die optimalen Verwendungsbedingungen einer Sonnenbatterie bestimmt.

ANWENDUNGEN DER SILIZIUM-SONNENELEMENTE AUF DER ERDE UND IN DER WELTRAUMTECHNIK, von M.B. PRINCE, Hoffman Electronics Corporation, Semiconductor Division, El Monte, California. *Acta Electronica, B.* 5, *H.* 3, *S.* 330-340.

æ

Es werden die Verbesserungen untersucht, welche die Sonnenelemente im Laufe der letzten zwei Jahre erfahren haben : Herabsetzung des Reihenwiderstandes durch die Anwendung von Gittern, Verbesserung der spektralen Empfindlichkeit infolge einer besseren Diffusion, neue geometrische Formen zur Vergrösserung der Nutzfläche.

Die Sonnenelemente, welche für die Anwendungen in der Weltraumtechnik gedacht sind, müssen in ähnlichen Beleuchtungsbedingungen geprüft und erprobt werden, wie die, welche jenseits der Erdatmosphär herrschen. Es werden dann die Mittel angegeben mit welchen es möglich ist, bei den Versuchen für die Bestimmung der spektralen Empfindlichkeit diese Bedingungen zu schaffen, sowie die Lösungen, die verwendet wurden, um die Temperatur der Zellen in Zulässlichem zu halten. Es werden dann verschiedene andere Anwendungen dieser Fotoelemente auf der Erde angegeben und die Aussichten der Siliziumzellen in der Zukunft betrachtet.



PROBLEMS ENCOUNTERED IN THE INDUSTRIAL FABRICATION OF SILICON SOLAR CELLS, by Y. SALLES, La Radiotechnique, Caen. *Acta Electronica, vol.* 5, *n°* 3, 1961, *pp.* 341-349.

æ

The article is a survey of the technological problems involved by the standardized production of solar cells, viz. : define a unit (solar battery) combining several elementary cells ; work out its practical realization ; find out how the diffusing process can be modified to allow the simultaneous treatment of a great many silicon disks, all this with due regard to the commercial aspects (cost of the material, satisfying output of the workers, etc...). A short account of the reliability tests applied to solar cells is given.

POSSIBILITIES AFFORDED BY MATERIALS OTHER THAN SILICON IN THE FABRICATION OF PHOTOVOLTAIC CELLS, by J.J. LOFERSKI, Division of Engineering, Brown University, Providence, Rhode Island. *Acta Electronica, vol.* 5, *n°* 3, 1961, *pp.* 350-363.

æ

Differences in theoretical curves for the maximum efficiency for solar energy conversion by p-n junction photovoltaic cells η_{max} versus semiconductor energy gap E_G as computed by various authors are traced to differences in the assumed solar spectral distributions and differences in values of reverse saturation current of the junctions. Various potential advantages of large E_G semiconductors are explored in the light of recent results on radiation resistance, absorption constant versus photon energy curves and calculations of the maximum minority carrier lifetime. A review of the literature concerning experimental observations of η_{max} in large E_G materials is included. Possible reasons or the large differences between observed values of η_{max} and those predicted by theory are discussed.

THE PHOTOVOLTAIC EFFECT IN GaAs, CdS AND OTHER COMPOUND SEMICONDUCTORS, by P. RAPPAPORT and J.J. WYSOCKI, R.C.A. Laboratories, Princeton, N.J. *Acta Electronica, vol.* 5, *n°* 3, 1961, *pp.* 364-378.

æ

The factors affecting the choice of a semiconductor material for solar cells are discussed. These include conversion efficiency, temperature behavior, radiation damage and cost. Higher band-gap materials are potentially comparable to, or better than Si, for solar cells. A lower lifetime in these materials can be tolerated if the absorption constant increases rapidly with energy. The latest results obtained with GaAs, CdS, CdTe, InP and GaP are presented. Efficiencies up to 13 % have been reported for GaAs cells ; 7 % for single crystal and 5 % for polycrystalline CdS cells ; and 4 % for CdTe cells. Less effort has been expended on fabricating cells from InP and GaP although they are potentially useful materials.

ECONOMIC ASPECTS OF THE FABRICATION AND UTILIZATION OF SOLAR CELLS, by F. DESVIGNES and C. BEAUZÉE, Laboratoires d'Electronique et de Physique Appliquée, Paris. *Acta Electronica, vol.* 5, *n°* 3, 1961, *pp.* 379-391.

æ

After defining a method of costing taking into account the investments, the labour and the cost of the primary energy, the formulae by which one can reckon the cost price of the energy generated by a given equipment are drawn up. The stages of the computation and the final cost of the energy are given in numerical tables which facilitate the comparison between the diverse energy-producting devices : generation stations of all sorts, generating-sets, wind-engine, electric batteries, solar cells.
The economic problems bearing on solar cells are discussed and the sundry budgetary entries taken into account when working out the cost price of silicon cells are analyzed. The technological solutions likely to reduce their cost to increase their utilization for the direct conversion of solar energy into electrical energy are finally considered.



BETRIEBSPROBLEME BEZÜGLICH DER HERSTELLUNG DER SILIZIUM-SONNENELEMENTE, von Y. SALLES, La Radiotechnique, Caen. *Acta Electronica, B.* 5, *H.* 3, 1961, *S.* 341-349.

æ

Es werden die technologischen Probleme untersucht, welche von der Serienherstellung der Sonnenelemente gestellt werden : Bestimmung einer Einheit (Sonnenbatterie), welche mehrere Elementarzellen umfasst, Untersuchung der praktischen Ausführung, Bestimmung der Aenderungen, welche der Diffusionsvorgang erfahren muss, damit man gleichzeitig eine Grosszahl von Siliziumscheiben behandeln kann. Das alles gibt die verschiedenen Gesichtspunkte und Probleme die man lösen muss, unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Standpunkten (Selbstkostenpreis, wirtschaftlicher Einsatz der Arbeiter usw.). Als Ergänzung zu dieser Untersuchung wird dann eine kurze Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsteste gegeben, welchen die Sonnenzellen unterzogen werden.

HERSTELLUNGSMÖGLICHKEITEN VON FOTOELEMENTEN MIT ANDEREN WERKSTOFFEN ALS SILIZIUM, von J.J. LOFERSKI, Division of Engineering, Brown University, Providence, Rhode Island. *Acta Electronica, B.* 5, *H.* 3, 1961, *S.* 350-363.

æ

Es werden die Kurven verglichen, welche von verschiedenen Autoren aufgestellt worden sind und die den höchstmöglichen Wirkungsgrad η_{max} für die Umwandlung der Sonnenenergie durch Fotoelemente in einem p-n-Uebergang in Abhängigkeit des Energiesprungs E_G eines Halbleiters darstellen. Die Lage des Maximums dieser Kurven verschiebt sich, wenn man verschiedene spektrale Energieverteilungen für die Sonnenstrahlung annimmt oder wenn man den Wert des Sperrstromes für die Sättigung der Uebergänge verändert. Unter Berücksichtigung der neuesten Arbeiten betreffs des Verhaltens der einer Strahlung ausgesetzten Halbleiter, der Aenderung der Absorptionskonstante in Abhängigkeit der Energie der Photonen und der Bestimmung der Lebensdauer der Minderheitsträger, werden die Vorteile untersucht, welche von Halbleitern mit einem grossen Wert des Energiesprungs geboten werden.

PHOTO-ELEKTRISCHER EFFEKT IN HALBLEITERVERBINDUNGEN, von P. RAPPAPORT und J.J. WYSOCKI, RCA Laboratoires, Princeton, New Jersey. *Acta Electronica, B.* 5, *H.* 3, 1961, *S.* 364-378.

æ

Die Untersuchung der Einflussgrössen, welche die Wahl eines Halbleiters für die Herstellung von Sonnenbatterien bestimmen (Umwandlungs-Wirkungsgrad, Temperaturverhalten, Beständigkeit gegenüber hochenergetischen Strahlungen, Herstellungskosten), zeigt, dass die Werkstoffe mit hohem Energiesprung gleichwertige oder sogar noch grössere Möglichkeiten bieten als das Silizium. Man kann feststellen, dass diese Werkstoffe auch dann anwendbar sind, wenn die Lebensdauer der Minderheitsträger klein ist, unter der Voraussetzung, dass ihr Absorptionsfaktor in Abhängigkeit der Energie der Photonen schnell zunimmt.
Es werden die neuesten Ergebnisse untersucht, die mit GaAs, CdS, CdTe und GaP erhalten wurden und die Verfasser geben die Wirkungsgrade an, die bereits veröffentlicht worden sind : 13 % bei GaAs, 7 % bei CdS-Einkristallen und 5 % bei polykristallinischen CdS-Schichten, 4 % bei CdTe-Zellen.

WIRTSCHAFTLICHE STANDPUNKTE BEI DER HERSTELLUNG UND BEIM EINSATZ VON SONNENBATTERIEN, von F. DESVIGNES und C. BEAUZÉE, Laboratoires d'Electronique et de Physique Appliquée, Paris. *Acta Electronica, B.* 5, *H.* 3, 1961 *S.* 379-391.

æ

Nachdem die Verfasser ein Rechenverfahren für die Kalkulation der Herstellungskosten unter Berücksichtigung der Investierungen der Arbeitskräfte und des Preises der primären Energiequelle bestimmt haben, werden Formeln abgeleitet, mit denen man den Selbstkostenpreis der von einer gegebenen Anlage erzeugten Energie ausrechnen kann. Die verschiedenen Stadien der Rechnung und der Endpreis des Stromes werden in ziffernmässigen Tabellen angegeben, die einen Vergleich der verschiedenen Energieerzeugungsverfahren ermöglichen : Verschiedene Kraftwerke und Stromaggregate, Windräder, chemische Batterien und Sonnenbatterien.
Es werden dann die verschiedenen wirtschaftlichen Probleme erörtert, welche sich auf die Sonnenbatterien beziehen und die einzelnen Posten der Herstellungskosten der Siliziumzellen untersucht. Schliesslich werden verschiedene technische Lösungen erörtert, die eine wesentliche Herabsetzung des Preises ermöglichen könnten.

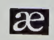
« ACTA ELECTRONICA » consacrera ses prochains numéros aux sujets suivants :

Détection du rayonnement infrarouge ;

Phénomènes d'accumulation dans les photodiodes.

La Rédaction étudiera avec le plus grand intérêt tous les articles originaux sur ces sujets, qui lui seront confiés.

ACHEVÉ D'IMPRIMER LE 30 JUILLET 1962
IMPRIMERIE MARCEL BON — VESOUL



DEPOT LÉGAL 3e TRIMESTRE 1962 N° D'IMPRIMEUR 509 IMPRIMÉ EN FRANCE N° D'ÉDITEUR 206

LE DIRECTEUR GÉRANT : PAUL MARCHET